



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA
DE MINAS Y ENERGÍA



Trabajo Fin de Máster

LA LOGÍSTICA DETRÁS DE LA INDUSTRIA DE O&G: ANÁLISIS DE UN CASO PRÁCTICO

**The logistics behind O&G industry: case study
analysis**

Para acceder al título de:

Máster Universitario en Ingeniería de Minas

**Autor: Iker de Prado González
Director: Jaime Gómez-Acebo Ara
Convocatoria: Julio 2021**

Trabajo fin de máster - Iker de Prado González

*Máster Universitario en Ingeniería de Minas
Escuela Politécnica de Ingeniería de Minas y Energía
Universidad de Cantabria*

Torrelavega, 9 de julio de 2021

Índice:

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. PETROLEO Y GAS NATURAL	4
1.1.1. Petróleo	5
1.1.2. Gas natural.....	6
1.2. INDUSTRIA DEL GAS Y DEL PETROLEO	7
1.2.1. Aguas arriba (Upstream)	8
1.2.2. Corriente intermedia (Midstream)	9
1.2.3. Aguas abajo (Downstream)	9
1.3. PERSPECTIVAS DE LA INDUSTRIA DEL GAS Y DEL PETROLEO	10
1.3.1. Panorama energético mundial	15
1.4. EL SECTOR LOGÍSTICO.....	20
1.4.1. Funciones logísticas	21
1.4.2. Tipos de logística	22
1.4.3. Diseño de la red logística	23
1.4.4. El proceso logístico	24
1.4.5. Logística de la vacuna de la COVID-19.....	27
1.5. LOGÍSTICA EN LA INDSTUTRIA DEL GAS Y DEL PETRÓLEO.....	30
1.5.1. Logística downstream.....	30
1.5.2. Logística midstream.....	33
1.5.3. Logística upstream.....	36
2. ALCANCE Y OBJETIVOS.....	41
3. ESTADO DEL ARTE.....	43
3.1. PETRÓLEO	43
3.1.1. Formación y origen del petróleo	44
3.1.2. Trampas petrolíferas	44
3.1.3. Química y clasificaciones del petróleo	49
3.1.4. Reservas de petróleo	51
3.1.5. Extracción de petróleo	52
3.1.6. Refino del petróleo	56
3.2. GAS NATURAL	57
3.2.1. Formación y composición del gas natural	57
3.2.2. Exploración y producción de gas natural	58



3.2.3. Procesamiento y cadena de valor de gas natural.....	59
3.3. PETRÓLEO Y GAS EN EL PLANETA.....	61
3.3.1. Reservas mundiales de petróleo	61
3.3.2. Producción mundial de petróleo	63
3.3.3. Consumo mundial de petróleo	66
3.3.4. Reservas mundiales de gas natural	68
3.3.5. Producción mundial de gas natural	70
3.3.6. Consumo mundial de gas natural	71
3.3.7. Petróleo y gas natural en España	72
3.4. EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS	74
3.4.1. Ciclo de vida de un proyecto petrolífero	74
3.4.2. Acuerdos y licitaciones petroleras.....	81
3.4.3. Métodos y técnicas de exploración	84
3.5. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS.....	93
3.5.1. Planificación y diseño de pozo	93
3.5.2. Equipos de perforación y selección	95
3.5.3. Sistemas de perforación y equipamiento.....	99
3.5.3. Preparación de los trabajos.....	105
3.5.5. Revestimiento y cementación de pozos.....	107
3.5.6. Coste y contratación de servicios	109
3.6. LOGÍSTICA EN LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	112
3.6.1. Introducción a la logística.....	112
3.6.2. Evaluación de recursos e infraestructura logística.....	114
3.6.3. Principales consideraciones logísticas.....	118
3.6.4. Operaciones y medios logísticos	144
4. METODOLOGÍA	170
5. ANÁLISIS Y CASO PRÁCTICO.....	172
5.1. INTRODUCCIÓN	172
5.1.1. Guyana.....	173
5.1.2. Industria del petróleo en Guyana.....	176
5.2. DESCRIPCIÓN E HIPÓTESIS DE PROYECTO	178
5.2.1. Liza Oil Field	178
5.2.2. Planteamiento del caso práctico	186
5.3. EVALUACIÓN DE RECURSOS E INFRAESTRUCTURAS LOGÍSTICAS	188

5.3.1. Capacidad constructiva y de desarrollo de infraestructuras.....	188
5.3.2. Necesidades de infraestructura y condicionantes de desarrollo.....	189
5.4. PLAN LOGÍSTICO	196
5.4.1. Introducción	196
5.4.2. Equipo e infraestructuras logísticas	198
5.4.3. KPIs	217
5.5. ANÁLISIS ECONÓMICO	219
6. CONCLUSIONES.....	226
7. BIBLIOGRAFÍA	230



1. INTRODUCCIÓN

1.1. PETROLEO Y GAS NATURAL

Ante una creciente apuesta a nivel global por el desarrollo e implantación de las energías renovables en busca de combatir el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la realidad a la que se enfrenta el planeta presenta numerosos desafíos.

La sustitución de los combustibles fósiles por las energías renovables apunta a ser bastante más lenta de lo deseado en líneas generales, ya que el sistema mundial de suministro de energía depende en gran medida de los combustibles fósiles. En este sentido, esta transición energética necesitará aún varias décadas para su consecución y deberá apoyarse en disposiciones legales concretas para lograr su éxito. Este último punto se justifica desde la perspectiva de que las transiciones energéticas anteriores fueron llevadas a cabo por motivos económicos y/o tecnológicos, sin embargo, en este caso el motivo principal es ambiental, buscando alcanzar una reducción significativa de las emisiones de carbono. [1]

Así, la fuente de energía más utilizada a nivel global continúan siendo los combustibles fósiles y en especial el petróleo.

La construcción de los primeros pozos petrolíferos comenzó a mitad del siglo XIX, para un siglo más tarde, con el desarrollo de la industria del transporte, asentarse el petróleo como el principal combustible consumido sustituyendo en gran medida al carbón. [2]

El petróleo debido a sus características y posibilidades, se presenta como una de las materias más valiosas del mundo, frecuentemente conocido como “oro negro” y es una pieza fundamental en la economía global. Una consecuencia directa de esto, sitúa a los países con mayores reservas petrolíferas como los más ricos, y frecuentemente también con una traducción a nivel de poder de influencia sobre diferentes asuntos internacionales.

Muchos de los elementos y productos utilizados a diario son derivados de este recurso no renovable, motivo por el cual el petróleo se plantea como uno de los recursos naturales más importantes en los países industrializados. Como fuente de energía, permite el funcionamiento de vehículos y diferentes medios de transporte, pues se encuentra presente tanto en gasolinas como lubricantes o anticongelantes, necesarios para el correcto funcionamiento de motores y sistemas. Forma parte de fertilizantes agrícolas, objetos y juguetes de plástico, cosméticos, detergentes, ropa de nylon, etc., así como base de funcionamiento de fábricas y diferentes industrias. En definitiva, el petróleo ejerce un papel muy destacado en innumerables aspectos de nuestro día a día volviéndose en ocasiones fundamental para el desarrollo de la vida tal y como la conocemos actualmente. [3]

Por su parte, el desarrollo del gas natural se encuentra íntimamente ligado al del petróleo, aunque su empleo se ha realizado con posterioridad. Consiste en una mezcla de gases entre los que se encuentra en mayor proporción el metano, en torno a un 75-95% del volumen total. Otros componentes presentes son el etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, helio, argón, etc.



Cuadro 1.1. Explotación de O&G. Fuente: Revista Petroquímica

El gas natural aparecía de forma frecuente en los yacimientos petrolíferos, pero sin utilidad aparente era quemado a modo de residuo. A pesar de su importante poder calorífico los problemas para su almacenamiento y transporte no permitían su aprovechamiento. [4]

La búsqueda de nuevas fuentes de energía y los avances tecnológicos relativos a licuefacción de gas, así como procedimientos de soldadura de tuberías para aguantar grandes presiones, han posibilitado el aprovechamiento de este interesante recurso.

Algunos de los principales usos que se han dado a este recurso energético se centran en su uso como combustible doméstico e industrial o su uso como materia prima en la industria petroquímica. El primer punto debido a su elevado poder calorífico, la facilidad de regulación de su combustión y sus bajos rangos de contaminación. Mientras que en lo relativo a la industria petroquímica se emplea para la obtención de amoníaco, metanol, etileno, butadieno y propileno entre otros.

A este ámbito se ha añadido de forma relativamente recientemente aunque ganando una creciente importancia, el gas no convencional. Localizado en yacimientos con características notablemente diferentes, requiere el empleo de técnicas distintas para su extracción y posterior aprovechamiento.

1.1.1. Petróleo

El petróleo está formado por una mezcla de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos, insolubles en agua. Por sus características particulares también es conocido como oro negro, petróleo crudo o sencillamente crudo. [5]

Su génesis tiene lugar en el interior de la Tierra, a través de la transformación de materia orgánica previamente acumulada entre sedimentos durante largos periodos de tiempo. Los yacimientos petrolíferos se forman por la acumulación de estos en trampas geológicas naturales, susceptibles de ser localizadas a nivel mundial y de donde el petróleo es extraído mediante la perforación de pozos los cuales pueden encontrarse tanto en tierra (onshore) como en alta mar (offshore).

El petróleo es un líquido bituminoso a condiciones normales de presión y temperatura, pudiendo presentar una gran variación de parámetros como el color o la viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos como las gasolinas, a líquidos negros casi incapaces de fluir debido a su elevada viscosidad), densidad (desde 0,66 g/ml a 0,9785 g/ml), capacidad calorífica, etc. Estas variaciones son debidas a las diferentes concentraciones



de los hidrocarburos que componen el petróleo. De esta forma destacar que el petróleo de cada pozo o yacimiento sea diferente y por ello sus características.

Se trata de un recurso de carácter marcadamente no renovable y constituye la principal fuente de energía empleada en el planeta, al igual que la materia prima de un gran número de derivados cuya principal representación pueden ser los plásticos.

En estado líquido puede presentarse asociado a capas de gas natural, las cuales han permanecido enterradas durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.



Cuadro 1.2. Plataforma offshore. Fuente: The Logistics World

Como ya se ha señalado anteriormente, debido a sus valiosas características, la venta del petróleo y sus derivados constituye uno de los pilares fundamentales de los mercados mundiales y condiciona la política exterior en numerosos países.

La unidad de medida comúnmente más utilizada en relación al volumen del petróleo líquido es el barril (bbl, barrel of oil), medida equivalente a 42 galones estadounidenses o lo que es lo mismo, 158,987 litros.

1.1.2. Gas natural

El gas natural es un hidrocarburo formado por la mezcla de gases ligeros de origen natural. Su componente principal es el metano (CH_4), y habitualmente se encuentran en cantidades variables de otros hidrocarburos formados por átomos de carbono e hidrógeno (alcanos), así como porcentajes menores de dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), ácido sulfhídrico (H_2S) o helio (He). [6]

Al igual que el petróleo, se forma cuando varias capas de material orgánico (por ejemplo plantas o animales) se descomponen bajo condiciones de alta presión y temperatura bajo la superficie de la tierra durante millones de años. Por este motivo existen dos posibilidades relativas a los yacimientos en los que se encuentra el gas:

- Gas asociado (a otros hidrocarburos): yacimientos situados junto a otros yacimientos petrolíferos o de carbón.
- Gas no asociado: yacimientos independientes.

Así, constituyen una importante fuente de energía fósil (no renovable) liberada en su combustión.

Por otro lado su extracción resulta comparativamente bastante más simple y económica en comparación con la de otros hidrocarburos. Mientras que su transporte requiere de unas particularidades especiales. A través de la licuefacción del gas natural producida por la acción combinada de la compresión y refrigeración a bajas temperaturas. De esta forma el Gas Natural Licuado (GNL) permite su transporte marítimo durante largas distancias mediante buques metaneros, sin la necesidad de construir costosas infraestructuras terrestres como son los gasoductos.

Sus características lo dotan de una versatilidad especial, que apoyada por aspectos medioambientales, debidos a unas menores emisiones de CO₂ asociadas a su combustión en comparación al resto de combustibles fósiles, lo llevan a ser la base de las siguientes aplicaciones:

- Calefacción de edificios y procesos industriales, a través del empleo de calderas.
- Centrales eléctricas de ciclo combinado gas-vapor.
- Centrales de cogeneración, encargadas de producir de forma simultanea tanto energía eléctrica como energía térmica.
- Combustible para el transporte, cada vez más empleado en coches, camiones, autobuses o incluso buques, este puede ser suministrado en forma de Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuado (GNL).
- Pila de combustible para generar energía eléctrica en vehículos de hidrógeno.



Cuadro 1.3. Buque metanero GNL. Fuente: Puertos y Logística

1.2. INDUSTRIA DEL GAS Y DEL PETRÓLEO

Considerada como el mayor sector industrial en términos económicos, la industria del gas y del petróleo, frecuentemente denominada industria de O&G (Oil & Gas), es un amplio sector que involucra a cientos de miles de trabajadores por todo el mundo y que genera cientos de millones de dólares al año.

Como se ha señalado ya previamente, y se puede intuir en base a la información anterior, en los países en los que se encuentran estos valiosos yacimientos petrolíferos y son explotados por medio de compañías petroleras nacionales o NOCs (National Oil Companies), estas empresas son tan vitales que a menudo aportan una cantidad significativa al PIB nacional. [7]

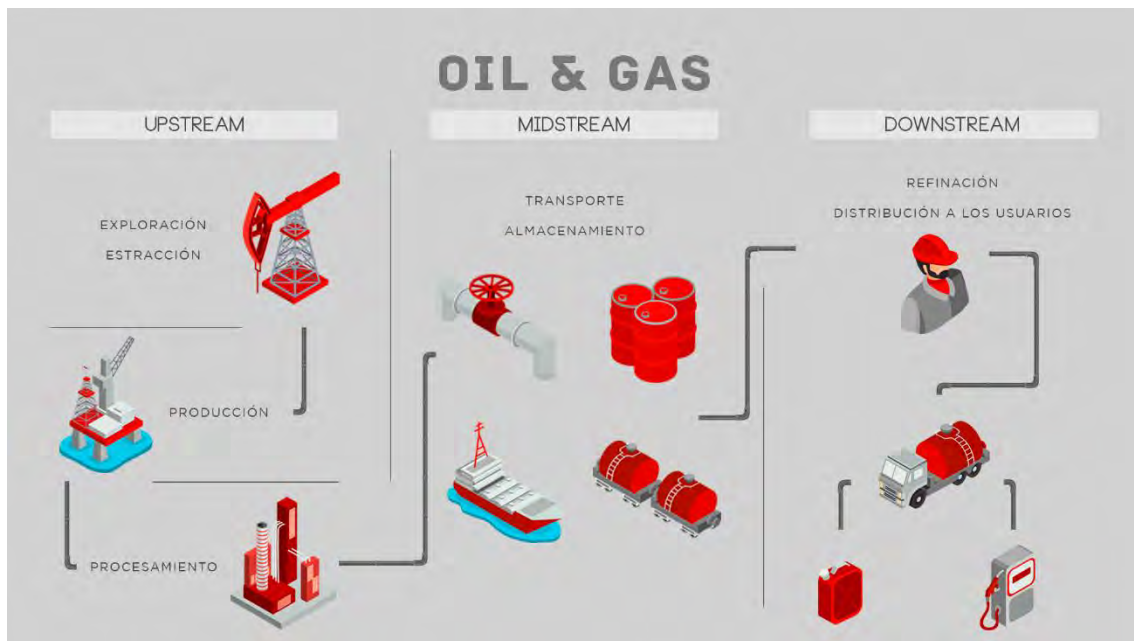
Iniciando por los procesos de exploración y extracción, la industria del gas y petróleo también incluye aquellos de refinación, transporte y comercialización de productos petrolíferos. Como ya se ha señalado brevemente en el apartado anterior, el petróleo es la materia prima de muchos productos químicos, farmacéuticos, disolventes, fertilizantes agrícolas y plásticos, pero su mayor representación se encuentra en la gasolina y el fuel oil.



Siendo vital para numerosas industrias, tiene un papel fundamental en el funcionamiento del sector industrial tal y como lo conocemos actualmente. Así, el petróleo representa una parte muy importante del consumo energético mundial, oscilando entre un 30% en Europa y Asia, y un 50% en Oriente Medio. [8]

Pudiendo ser localizado tanto en tierra como en alta mar, onshore y offshore respectivamente, en cualquier caso la industria de O&G se divide de tres fases o sectores:

- Aguas arriba (upstream)
- Corriente intermedia (midstream)
- Aguas abajo (downstream)



Cuadro 1.4. Sectores de la industria de O&G. Fuente: Idealex.press

1.2.1. Aguas arriba (Upstream)

El sector petrolero aguas arriba, comúnmente conocido como upstream, lo constituyen las actividades de exploración y producción (E&P, Exploration & Production). En este grupo se incluyen operaciones como la búsqueda de potenciales yacimientos petrolíferos o de gas, la perforación y operación de pozos exploratorios o de recuperación con el objetivo de llevar el petróleo crudo y/o gas natural a la superficie.

La extracción del petróleo o gas del subsuelo se lleva a cabo mediante una serie de operaciones que tratan de asegurar y garantizar la máxima seguridad y calidad del producto final, de cara a su posterior aprovechamiento. La base de estas operaciones se encuentra en estudios e investigaciones geológicas, a través de estudios sísmicos los equipos geólogos tratan de identificar estructuras geológicas que revelen la formación de potenciales reservorios o yacimientos petrolíferos. Los métodos clásicos a menudo requieren la detonación de explosivos ubicados bajo tierra y el posterior análisis de la respuesta sísmica del terreno. Sin embargo, las nuevas tecnologías están desarrollando métodos pasivos que extraen esta misma información a través de ondas sísmicas naturales.

Las nuevas tendencias incluyen también en este sector las operaciones relacionadas con la extracción del denominado gas no convencional o shale gas.

En resumen el sector upstream consiste en la exploración y producción, E&P, de hidrocarburos. Esto incluye la búsqueda bajo el agua o bajo tierra de yacimientos petrolíferos, gas natural o petróleo, así como la perforación de pozos exploratorios y de producción para recuperar los productos energéticos.

1.2.2. Corriente intermedia (Midstream)

Las operaciones implicadas en la denominada corriente intermedia (midstream) muchas veces se clasifican conjuntamente con las del sector aguas abajo, sin embargo en ocasiones resulta interesante diferenciarlas y ubicarlas en un sector separado de la industria petrolera.

De esta forma, las operaciones implicadas en este sector incluyen:

- Obtención
- Procesamiento/refinado
- Transporte
- Almacenamiento
- Aplicaciones tecnológicas

La corriente midstream por tanto incluye el transporte, almacenamiento y procesamiento del petróleo y gas. Una vez los recursos han sido recuperados estos deben ser transportados para su refino, lo cual normalmente se lleva a cabo en localizaciones completamente diferentes a en la que han sido extraídos. Estas tareas de transporte puede realizarse de tres formas diferentes, mediante buques cisterna por vía marítima, a través de redes de oleoductos o gasoductos, o empleando extensas flotas de camiones.

1.2.3. Aguas abajo (Downstream)

De forma general, el sector aguas abajo, se refiere a los procesos de refino del petróleo y a las operaciones de procesamiento y purificación del gas natural bruto, así como a las actividades necesarias de comercialización y distribución de los productos derivados obtenidos.

El sector aguas abajo llega al consumidor en forma de productos como la gasolina, gasóleo, queroseno, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural o muchos otros productos petroquímicos.

El refino del petróleo se lleva a cabo en plantas industriales denominadas refinerías, en estas el petróleo crudo es procesado y refinado en busca de la obtención de productos más útiles como la gasolina, el diésel o bases asfálticas, entre otros. Estos grandes complejos industriales están formados por diferentes unidades de procesamiento químico interconectados por complicadas redes de tuberías encargadas de transportar los diferentes fluidos entre ellas.

Generalmente en las inmediaciones de las refinerías se encuentran amplios parques de tanques, donde las materias primas como el petróleo crudo entrante son almacenadas para su posterior procesamiento.

Los principales productos obtenidos a partir del refino del petróleo son:



- Gas licuado de petróleo
- Gasolina
- Queroseno y combustibles para aviones
- Diésel
- Aceites lubricantes
- Parafinas y asfalto

1.3. PERSPECTIVAS DE LA INDUSTRIA DEL GAS Y DEL PETROLEO

La industria del petróleo y del gas está bastante acostumbrada a los altibajos de los ciclos económicos. Por tanto el sector se ha visto igualmente influenciado por la recesión causada por la crisis relacionada con la COVID-19, sin embargo, no se parece a ninguna otra vivida. Con la supervivencia de muchas empresas en riesgo y la disminución a largo plazo de la demanda de petróleo, la próxima década apunta a resultar bastante diferente a como tenía previsto el mercado del petróleo y del gas.

Aunque las predicciones realizadas hace meses disten bastante de las actuales, la realidad es que la economía mundial y los mercados se están recuperando más rápido de lo esperado. Sin embargo, el ritmo de recuperación sigue siendo una variable incierta asociado en gran medida al aumento o disminución de los casos de COVID-19, especialmente en Europa y Estados Unidos, pudiendo suponer otra oleada de cierres y restricciones que afecten de forma negativa.

Cualquier normalización de la actividad económica depende de cómo evolucione la pandemia y el ritmo de distribución de vacunas a la población en general. Incluso cuando el virus esté controlado, se espera que las economías continúen lidiando con el impacto adverso de los equilibrios fiscales deteriorados, el efecto de la inversión empresarial moderada en el mercado laboral y en consecuencia en el gasto de los consumidores.

De esta forma, aunque la demanda mundial de petróleo cayó un 25% en abril de 2020, se ha llevado a cabo una brusca recuperación que sitúa las pérdidas en torno a un 8% únicamente desde entonces. De cara al futuro, se espera que la demanda de petróleo en 2021 se recupere con fuerza, pero se mantenga más baja que en los niveles anteriores al COVID-19, aproximadamente en torno a un 4 o 7% en función de los diferentes escenarios. Del mismo modo, los precios del petróleo y gas han sufrido reducciones significativas en sus rendimientos económicos, actualmente en recuperación. [9]

Los despidos masivos y el aumento de la temporalidad en el empleo, continúan desafiando la reputación de la industria como sector fiable en términos laborales. Las compañías de O&G de Estados Unidos, se vieron obligadas a despedir aproximadamente al 14% de sus trabajadores fijos, llegando a preverse que el 70% de los mismos no puedan llegar a recuperarse todavía a finales de 2021.

Aunque como se ha señalado anteriormente la madurez del sector hace que este esté acostumbrado a los altibajos de los ciclos económicos y de precios, esta recesión parece diferente a las sufridas hasta el momento. En estas condiciones las tendencias de la industria del petróleo y del gas pueden desafiar los métodos tradicionales de producción, determinando la dirección que tomará esta industria.

El precio del barril de Brent ha oscilado en torno a 45 \$/bbl desde junio de 2020, cosa que por un lado tranquiliza debido a la estabilidad que presenta, pero su incapacidad para romper el nivel superior de 50 \$/bbl llegó a generar cierta preocupación en los

mercados (en la actualidad ya se sitúa en torno a los 75\$/bbl). En este sentido, el petróleo ha sido el producto con peor desempeño en 2020, incluso por detrás del carbón. Estos aspectos han provocado que las empresas de O&G continúen sin tener confianza y capital para invertir.

No hay que olvidar el carácter no renovable tanto del petróleo como del gas natural, por tanto no se puede obviar la realidad del agotamiento de este recurso. La tasa de disminución de la producción anual se sitúa en promedio en torno al 6% o 7%. A esto hay que sumar cinco años de bajo gasto de capital e importantes recortes en 2020, habiéndose proyectado una bajada en el gasto de capital global de O&G superior al 20% a partir de 2020, lo cual nos deja una industria en claro riesgo de subinversión.

Solo para reemplazar el consumo anual y compensar la disminución de los reservorios naturales, la industria necesita invertir más de 525 mil millones de dólares al año. Sin embargo, a pesar de esta subinversión, los suministros en los próximos años no deberían verse afectados. Esto se justifica desde el punto de vista de que la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) ha confirmado un máximo histórico de reservas inventariadas de 2.962 millones de barriles y que los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) tienen entre 7 y 8 MMbbl/d de recortes de producción acordados que pueden ser revertidos.

Sin embargo no se puede negar que esta subinversión, a medio y largo plazo, puede llegar a afectar a los suministros, especialmente de los países productores que no pertenecen a la OPEP.

Por su parte la demanda, o la falta de ella, probablemente tendrá una mayor influencia en el futuro equilibrio entre oferta y demanda. Aunque poco a poco, vuelve a haber un aumento del tráfico por carretera, los desplazamientos a las oficinas o los viajes internacionales permanecen al mínimo. En Estados Unidos estos datos se mantienen un 35% o 40% por debajo del nivel pre pandémico. Analistas plantean que incluso para finales de 2021 la demanda mundial de combustible para aviones se mantenga por debajo del 75% de los niveles pre pandemia.

En esta situación con riesgo tanto para la oferta como para la demanda, el futuro equilibrio entre ambas, oferta y demanda, parece aún incierto. Ante la duda de si se alcanzará el equilibrio o si se llegará a una nueva crisis de suministro, las empresas de O&G deben apostar por unas estrategias que protejan sus intereses y aseguren su futuro. En muchos casos esto pasará por una aceleración de su transformación digital para reducir los costos operativos, variando sus costos fijos de las funciones de soporte, manteniendo la flexibilidad en sus operaciones y optimizando su asignación de capital para los proyectos del futuro.

Desde principios de 2020, las compañías norte americanas de gas no convencional han amortizado unos 145 mil millones de dólares en activos, y al menos 43 operadores se han declarado en quiebra. Aunque 5 de cada 10 operadores de gas no convencional han estado reportando flujos de caja libre negativos desde 2010, la pandemia y la caída del precio del petróleo han desprovisto a esta industria de tres de sus salvavidas: préstamos bancarios basados en reservas, el apetito de los inversores por el modelo de gas no convencional y la disponibilidad de empresas de servicios de yacimientos petrolíferos que ha posibilitado el boom del sector (muchas de estas grandes empresas han anunciado su salida del negocio de la fractura hidráulica). [9]



De esta forma, la desinversión se ha convertido en una necesidad para muchos operadores de gas no convencional débiles. Pero incluso valoraciones muy asequibles de activos propiedad de prestamistas de empresas en quiebra, continúan sin atraer compradores potenciales, ya que estos mismos buscan preservar efectivo.

En 2020 y hasta la fecha, las fusiones y adquisiciones de activos relativos al gas no convencional se redujeron en aproximadamente un 45% a unos 48 mil millones de dólares, llevando a algunos compradores a cancelar o renegociar sus acuerdos previos a la COVID-19. Aunque se espera que el mercado del gas no convencional se consolide, ya sea a través de nuevas adquisiciones o quiebras, buscar el equilibrio en la nueva normalidad será un nuevo desafío para estrategia basada en el gas no convencional de muchas empresas upstream estadounidenses.

Además de estos aspectos, fundamental para el futuro del gas no convencional deberán ajustarse a las futuras políticas ambientales y su capacidad de adaptación e inserción en un futuro más verde.

De las muchas reacciones inmediatas a la caída del precio del petróleo el pasado marzo, la más destacada fue que los bajos precios del petróleo favorecerían una ralentización de la denominada transición energética. La lógica señala que con el precio del petróleo por debajo de los 40-45 \$/bbl, las energías renovables no resulten competitivas, además que a la vez las propias empresas de O&G no dispongan de ese capital extra que a menudo invierten en el negocio de la energía verde.

La otra reacción provocada por la pandemia tiene relación con la baja madurez digital de esta industria, que en gran medida se traduce en la necesidad de situar a técnicos e ingenieros en campo, limitando su capacidad para ejecutar operaciones de forma remota.

Sin embargo, la industria de O&G sorprendió al acelerar su transición energética, muchas empresas anunciaron sus objetivos de cero emisiones en el pico de la pandemia.

Por ejemplo, importantes compañías de servicios petrolíferos, OFS (Oil Field Services), anunciaron inversiones en bombas eléctricas, así como la electrificación de la flota de vehículos de carretera, implementando en la medida de lo posible soluciones bajas en carbono.

Sin embargo, planificar un futuro con bajas emisiones de carbono no será fácil. Las empresas de O&G pueden tener una gran variedad de opciones en la cartera ecológica para implementar, pero no todas ellas pueden resultar económicamente competitivas o darán resultados consistentes a lo largo del tiempo y en todas las regiones. A pesar de esto, el modelo de negocio de hidrocarburos todavía tiene mucho que ofrecer, pudiendo adaptarse con nuevas tecnologías de energía ecológica, como puede ser la captura de carbono, o el almacenamiento de energía a través del hidrógeno, reduciendo las emisiones del sector de forma considerable.

Por su parte, la digitalización espera que desempeñe un papel clave para permitir una estrategia de transición energética eficaz. Además de permitir operaciones remotas e impulsar la colaboración entre el hombre y la máquina, la digitalización tiene un papel importante que desempeñar en el establecimiento de objetivos de emisiones a corto plazo, permitiendo la creación semiautomática de informes útiles y el seguimiento de los mismos.

La digitalización también puede resultar fundamental para mejorar el compromiso de los empleados. Dado que la mayoría de los empleados podrán trabajar de forma remota, las empresas deberán estar más preparadas para mejorar el compromiso de los empleados y garantizar una transferencia de conocimientos eficaz dentro de sus organizaciones.

De esta forma, la transición energética y la digitalización deben ser las prioridades estratégicas para las organizaciones del futuro, existiendo múltiples posibilidades en las que una posibilita la otra, y donde la combinación de ambas crea un nuevo valor diferenciado dentro de las empresas y sus intereses.

Por otro lado, los precios del gas natural en Estados Unidos alcanzaron de media un mínimo en 21 años, situándose alrededor de los 2.14 \$/MMBtu, con precios internacionales del gas de entre 1-2 \$/MMBtu. Esto sitúa al gas natural, el combustible fósil más limpio disponible, al precio más bajo, por lo tanto resulta de esperar que su participación en el mix energético aumentase. Sin embargo las tendencias proyectadas sitúan su evolución prácticamente plana, con una participación de alrededor del 25% para el periodo 2025-2030, con algunas previsiones más pesimistas que lo reducen al 22-23%. Esta situación de duda en la que el gas natural parece encajar con un papel fundamental en la construcción de un futuro de energía limpia por tanto, podría revertirse hacia un papel reducido y marginal debido a la aparición de alternativas y energías renovables. [9]

Por tanto el gas natural parece encontrarse en medio de dos posibles tendencias, entre las estrategias de descarbonización de las empresas de O&G basadas en el empleo de combustibles bajos en carbono y la intención de reemplazar el gas natural con energías renovables para la generación eléctrica. Igualmente se deberán hacer frente a otros desafíos como los problemas relacionados con las emisiones fugitivas de metano y la creciente electrificación del sistema energético en general.

Se espera que la demanda industrial se convierta en el motor dominante de la demanda de gas, la cual ya bien como materia prima o para generación de calor se prevé que se mantenga fuerte a mediano plazo. Mientras que a largo plazo, la descarbonización en el sector industrial podría representar una amenaza para el gas. Siendo una alternativa la dependencia de las empresas industriales de una combinación de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, Carbon Capture, Use and Storage), hidrógeno y bioenergía para satisfacer sus necesidades de energía y calor. Por tanto, es probable que a largo plazo el gas tenga que descarbonizarse para poder competir con otros combustibles más limpios.

La caída del precio del petróleo y la transición energética no resultan problemas únicamente para las empresas del sector upstream y las encargadas de las operaciones en campo (OFS, Oilfield Services). Las crecientes quiebras de los operadores de gas natural no convencional y compañías de OFS, las paradas de producción y una movilidad urbana alterada al igual que los patrones de viajes internacionales han afectado también a las perspectivas a largo plazo de las empresas de refinación y downstream. Esto resulta especialmente preocupante desde el punto de vista de que estas empresas han estado construyendo y mejorando sus infraestructuras ante un supuesto crecimiento de la producción de petróleo y una mayor demanda de los mercados. En esta línea más de 30



Bcf/d de nueva capacidad de gasoductos y alrededor de 1 MMbbl/d de nueva capacidad de refinación han entrado en operación desde 2014. [9]

Los compromisos de volumen y los ingresos de procesamiento típicos protegen de alguna manera los flujos de efectivo de las empresas midstream y de refinación, respectivamente, pero las empresas no pueden ignorar los cambios estructurales. Los flujos de efectivo de los proyectos intermedios que normalmente se financian con deuda del 50% al 60%, han disminuido entre un 10% y un 15% en conjunto con la utilización de los oleoductos. De manera similar, las tasas de utilización de las refinerías de EEUU están experimentando una recuperación más lenta de lo esperado al 78% a finales de 2020.

Considerando que el numerador del ratio de rentabilidad (flujos de caja) seguirá bajo presión en medio de una transición energética acelerada, las empresas deberán dirigir su atención hacia el denominador de la ecuación, los activos o el capital. Es posible que las empresas necesiten canalizar sus flujos de efectivo hacia otras alternativas para reajustar su capital, y por lo tanto, desbloquear una nueva parte de la ecuación anterior. Estas posibilidades, entre otras, pueden pasar por:

- Explorar oportunidades de producción y distribución de gas natural renovable (RNG, Renewable Natural Gas).
- Prepararse para la próxima generación de tecnologías, incluidas la captura de carbono (CCUS) y el hidrógeno.
- Lograr agilidad operativa mediante la optimización de la cadena de valor del crudo.
- Integrar energías renovables (p.e.: solar) en la infraestructura de suministro de energía existente.
- Diversificar el negocio para construir opciones a través tanto de hidrocarburos como de productos limpios.
- Convertir activos de bajo rendimiento en instalaciones de almacenamiento o plantas renovables.

Aunque estos cambios estructurales puede que necesiten años para llevarse a cabo, los avances en el desarrollo de tecnologías como la captura de carbono (CCUS) y la reducción de sus costes, o las políticas que gobiernen el futuro de la industria podrían influir significativamente en el ritmo de este cambio.

Los productos petroquímicos, que a menudo son un producto común tanto para el sector midstream como para las plantas de refino, como el caso de los líquidos de gas natural (LGN) como materia prima midstream o para la obtención de subproductos para el sector downstream, ofrecen una perspectiva prometedora a pesar la creciente dinámica contra los plásticos de un solo uso. La industria petroquímica occidental no debe ignorar la competencia de mega complejos downstream en Medio Oriente y Asia, mejor posicionados para manejar el dinamismo de la demanda.

De esta forma y a modo de resumen, podrían señalarse los siguientes puntos a partir de lo establecido en los párrafos anteriores:

- Los precios del petróleo se encuentran atrapados entre una débil demanda y la recuperación de los mercados de valores.
- Las modificaciones en las dinámicas de los mercados han alterado las perspectivas financieras y las opciones económicas de los operadores del sector.

- La COVID-19, y la crisis del petróleo, han acelerado las tendencias a largo plazo, como la transición energética y la transformación digital de la industria.
- La posibilidad de emplear el gas natural como parte de las estrategias de descarbonización, frente al poder de las energías renovables.
- El sobredimensionamiento de instalaciones se perfila como una preocupación creciente para los sectores midstream y downstream.

A pesar de que la industria de O&G se enfrentaba a vientos en contra en el mercado antes incluso del comienzo de la pandemia, esta ha acelerado todos los procesos, de forma que lo que podía haber sucedido en años, se ha desarrollado en cuestión de meses. Adaptarse hacia un futuro de nuevas energías se plantea como un desafío complejo, requiriendo la toma de decisiones y nuevas estrategias que seguramente no en todos los casos alcancen el éxito. Algunos de los puntos principales que pueden determinar estos nuevos caminos a seguir pasan por:

- Los posibles cambios en las políticas relativas a restricciones en emisiones de gases. Postura y compromiso de las administraciones en relación a las nuevas energías limpias.
- Cambios en los patrones de demanda y uso final de combustibles deberán moldear la configuración futura de refinerías y otras industrias petroquímicas.
- Ante la creciente preocupación por aspectos medioambientales, es probable que se produzca una reasignación significativa de capital hacia sectores y empresas que generen un impacto social o ambiental positivo, junto a un retorno financiero interesante.
- Nuevas políticas de reclutamiento de personal enfocadas a la adquisición de nuevos talentos con nuevas capacidades como aspecto clave para alcanzar la transición energética y la transformación digital de la industria.

1.3.1. Panorama energético mundial

La producción energética, principalmente representada por la quema de combustibles fósiles, representa alrededor de tres cuartas partes de las emisiones globales de efecto invernadero. La producción energética no solo es el principal impulsor del cambio climático, sino que la quema de combustibles fósiles y biomasa también tiene un gran costo para la salud humana: al menos cinco millones de muertes se atribuyen a la contaminación del aire cada año. [10]

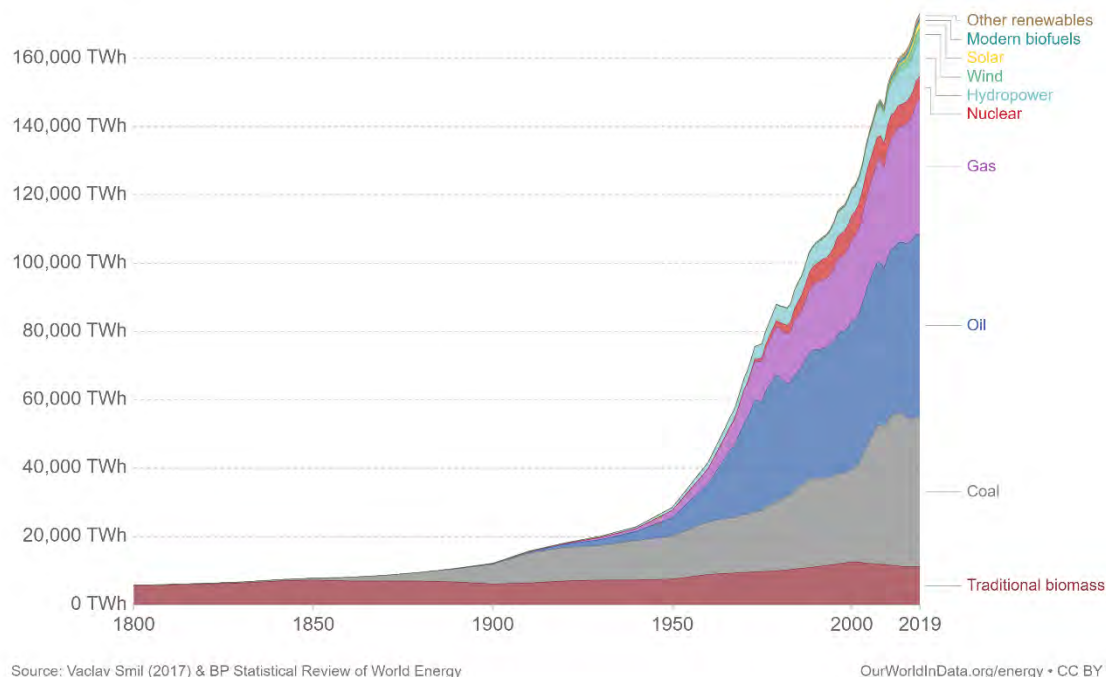
Por lo tanto resulta lógico pensar que el mundo debería modificar su rumbo, abandonando en la medida de lo posible los combustibles fósiles y adoptando un nuevo mix energético dominado por las energías bajas en carbono como las tecnologías renovables y la energía nuclear.

1.3.1.1. Consumo mundial de energía primaria por fuente

En la actualidad al analizar o pensar acerca de la configuración del mix de producción energética, resulta sencillo pensar en la amplia gama de fuentes de la que disponemos: carbón, petróleo, gas, nuclear, hidroeléctrica, solar, eólica, biocombustibles... Pero el panorama hace un par de siglos distaba bastante de la realidad con la que nos encontramos ahora, siendo la transición de una situación a otra increíblemente lenta.



En el siguiente gráfico se puede observar la evolución del consumo global de energía primaria (obtenida a partir de fuentes energéticas no convertidas u originales) desde el año 1800.



Cuadro 1.5. Evolución del consumo de energía primaria. Fuente: Our World in Data

Podemos observar que hasta mediados del siglo XIX, la biomasa tradicional (la quema de combustibles sólidos como la madera, los residuos vegetales o el carbón vegetal) era la fuente de energía dominante utilizada en todo el mundo. Hasta que con la revolución industrial llegaron combustibles como el carbón, seguidos del petróleo y el gas, y ya a principios del siglo XX, otras tecnologías como la hidroeléctrica.

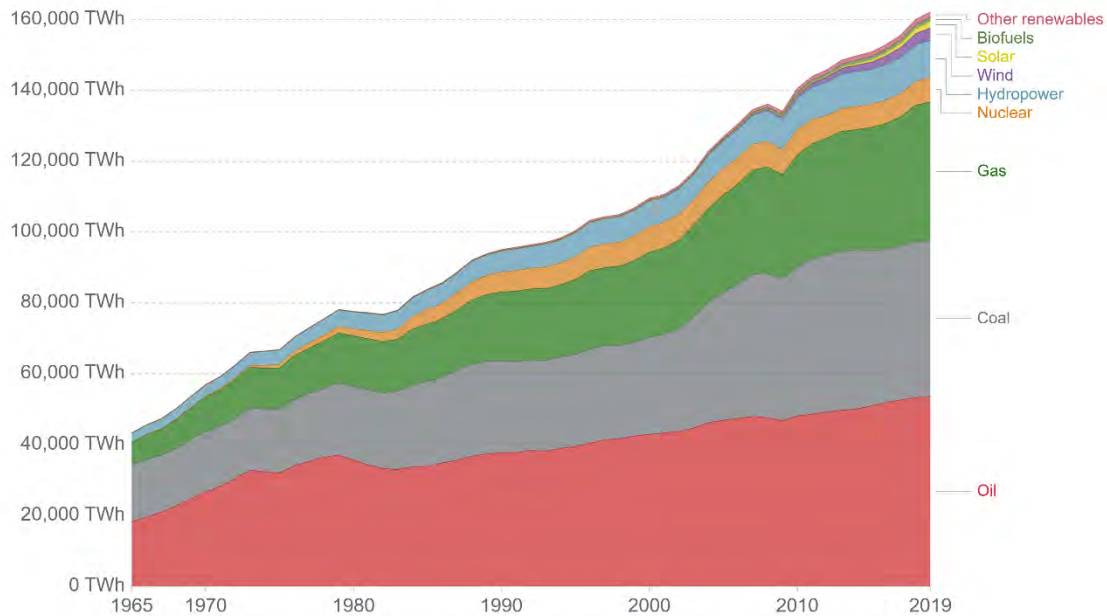
Sin embargo, no fue hasta la década de 1960 en la que apareció la energía nuclear y hasta la década de 1980 las denominadas energías renovables modernas como la solar o la eólica, cuya aparición fue mucho más tardía.

Uno de los principales aspectos a destacar respecto a lo anterior es la lenta velocidad a la que se han producido las transiciones energéticas en el pasado. De esta forma aparece un nuevo desafío en cuanto a la velocidad y la escala de la transición energética que necesitamos en la actualidad para pasar de los combustibles fósiles a energías con bajas emisiones de carbono.

1.3.1.2. Consumo de energía mundial por fuente

A continuación analizamos el mix energético actual, incidiendo sobre las fuentes a las que recurrimos para cubrir las necesidades de la sociedad.

A nivel mundial, la mayor parte de la energía que consumimos proviene del petróleo, seguido del carbón, el gas y la energía hidroeléctrica. De esta forma el mix energético mundial todavía está dominado por los combustibles fósiles, representando más del 80% del consumo energético.

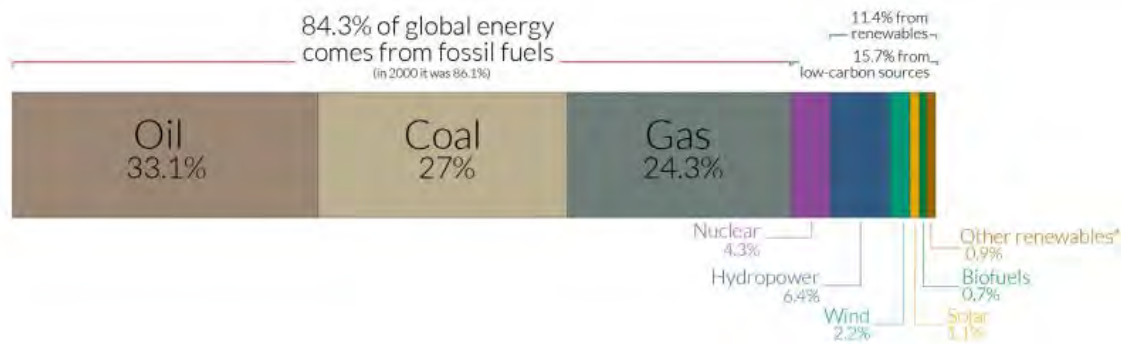


OurWorldInData.org/energy • CC BY

Cuadro 1.6. Evolución del consumo energético mundial. Fuente: Our World in Data

1.3.1.3. Consumo mundial de energía primaria por fuente (2019)

Alrededor de las tres cuartas partes de las emisiones globales de gases de efecto invernadero provienen de la quema de combustibles fósiles para la obtención de energía. Para reducir estas emisiones globales, debemos cambiar las actuales tecnologías empleadas hacia fuentes de energía bajas en carbono.



Other renewables includes geothermal, biomass, wave and tidal. It does not include traditional biomass which can be a key energy source in lower income settings.
OurWorldInData.org - Research and data to make progress against the world's largest problems.
Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2020).

Licensed under CC-BY by the author Hannah Ritchie

Cuadro 1.7. Consumo de energía primaria (2019). Fuente: Our World in Data

Como se puede observar en la figura anterior, en torno al 16% (15,7%) de la energía primaria mundial provino de fuentes bajas en carbono. Esto incluye la suma de la energía nuclear y las renovables (energía hidroeléctrica, eólica, solar, bioenergía, geotermia, mareomotriz y undimotriz).

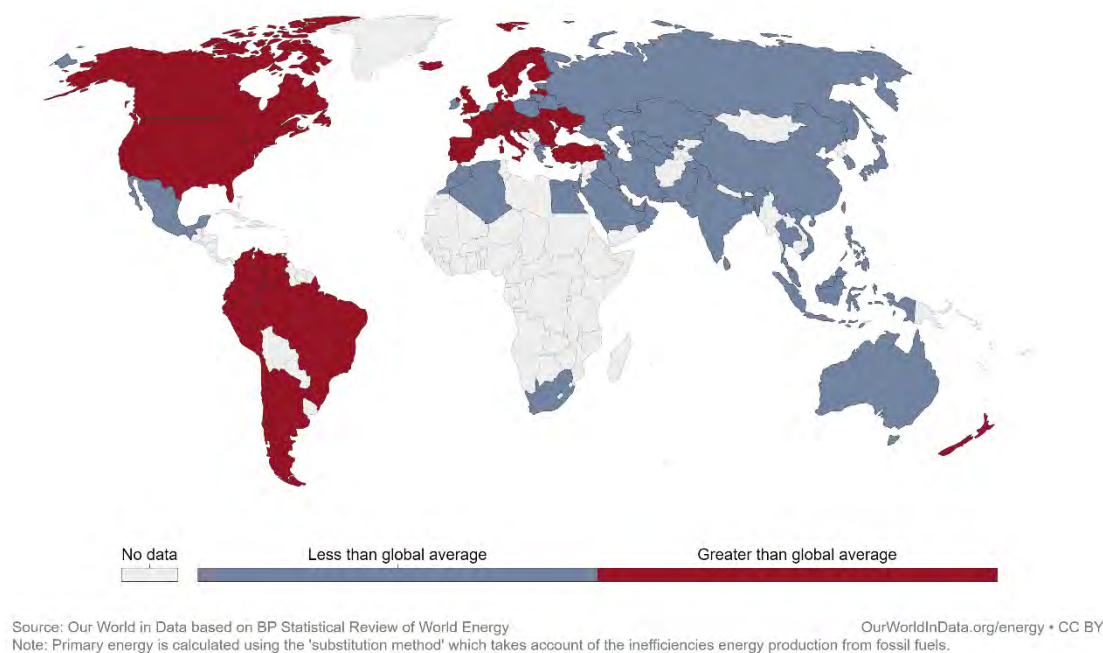
Las energías renovables constituyen el 11,4%, mientras que la energía nuclear solo sumó el 4,3%.



Por su parte, la energía hidroeléctrica y nuclear representan la mayor parte de la energía consumida de origen bajo en carbono, combinadas representan el 10,7%, ya que la eólica solo supone el 2,2% y la solar el 1,1% a pesar de su rápido crecimiento.

Aunque cada año se produzca más y más energía a partir de fuentes renovables, el mix energético mundial sigue dominado por el carbón, el petróleo y el gas. El 84% de la energía consumida proviene de estos combustibles fósiles, y su producción sigue aumentando cada año, de 116.214 a 136.761 TWh en los últimos 10 años.

De acuerdo a lo anterior y tratando de observar las tendencias por regiones, el siguiente mapa divide el mundo en dos categorías, países que obtienen más energía de fuentes bajas en carbono que el promedio global (15,7%) y los que obtienen menos.



Cuadro 1.8. Producción energética baja en carbono por países. Fuente: Our World in Data

Una de las conclusiones inmediatas es que existe una fuerte diferencia entre el Este y el Oeste, ya que la mayoría de las economías occidentales obtienen una mayor producción de energías de fuentes bajas en carbono. Sin embargo, esto no es una afirmación absoluta, ya que países como Irlanda o los Países Bajos, se encuentran por debajo de la media mundial.

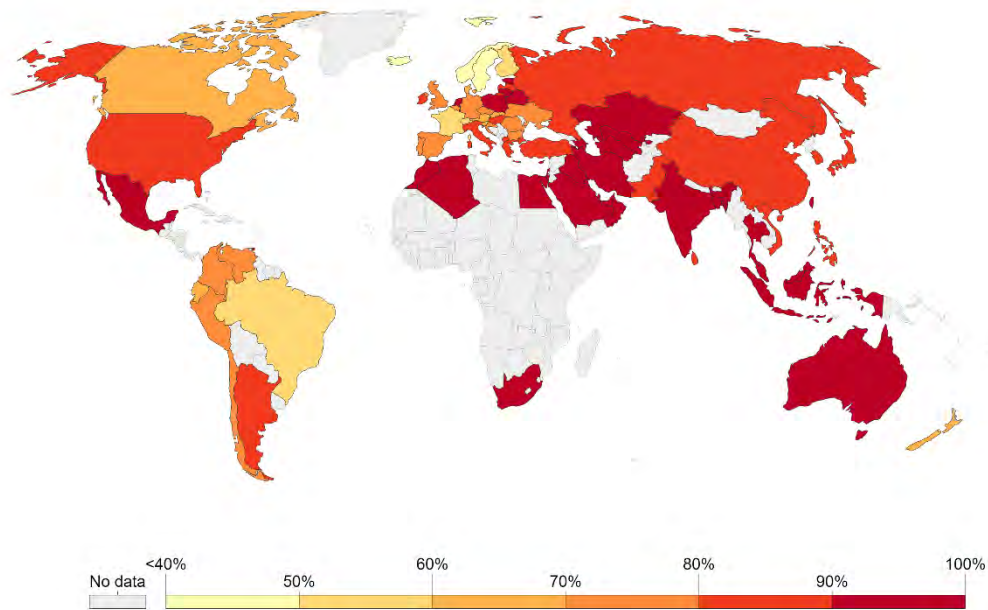
Esto puede darse en parte debido a diferencias en los ingresos de cada país, los países ricos con una larga historia de sistemas energéticos basados en combustibles fósiles desde hace años llevan tratando de alejarse de ellos.

De muchos de los países más pobres, no recogidos en este mapa, no se disponen de datos suficientes. Sin embargo, las emisiones de estos países no son muy significativas ya que el acceso a la energía, tanto eléctrica como a los combustibles modernos para cocinar es baja.

1.3.1.4. Combustibles fósiles en la generación de energía primaria

Los combustibles fósiles son la suma de carbón, petróleo y gas. Combinados, constituyen la mayor fuente de emisiones globales de dióxido de carbono (CO₂).

A continuación podemos observar la proporción de energía primaria que proviene de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) en todo el mundo.



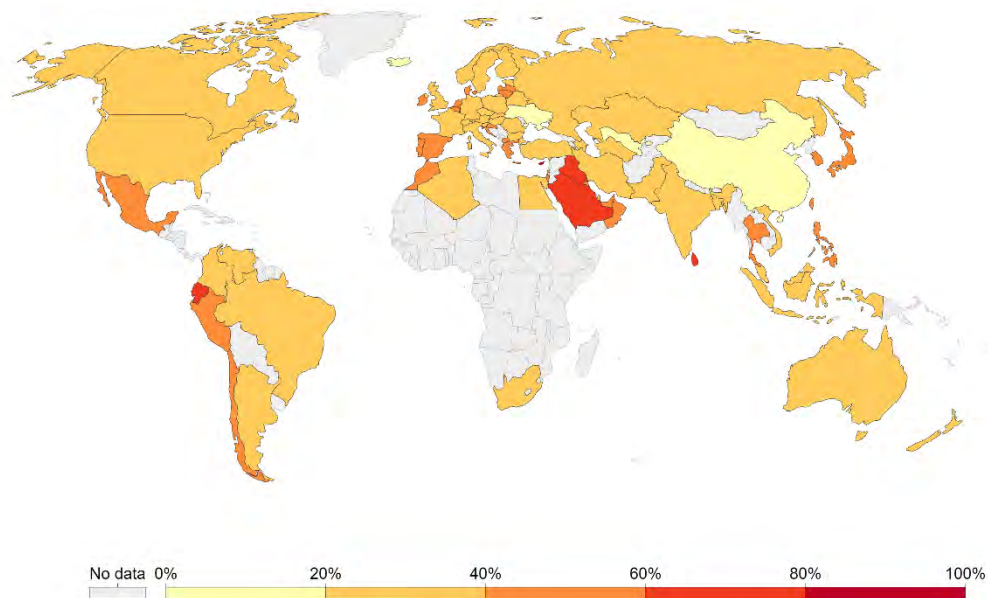
Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2020)

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Note: Primary energy is calculated using the 'substitution method' which takes account of the inefficiencies energy production from fossil fuels.

Cuadro 1.9. Combustibles fósiles en la generación de energía primaria (2019). Fuente: Our World in Data

El petróleo, como mayor fuente de energía a nivel mundial en la actualidad, constituye también la fuente de energía dominante para el sector del transporte en particular. A continuación se muestra la contribución del petróleo por países.



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2020)

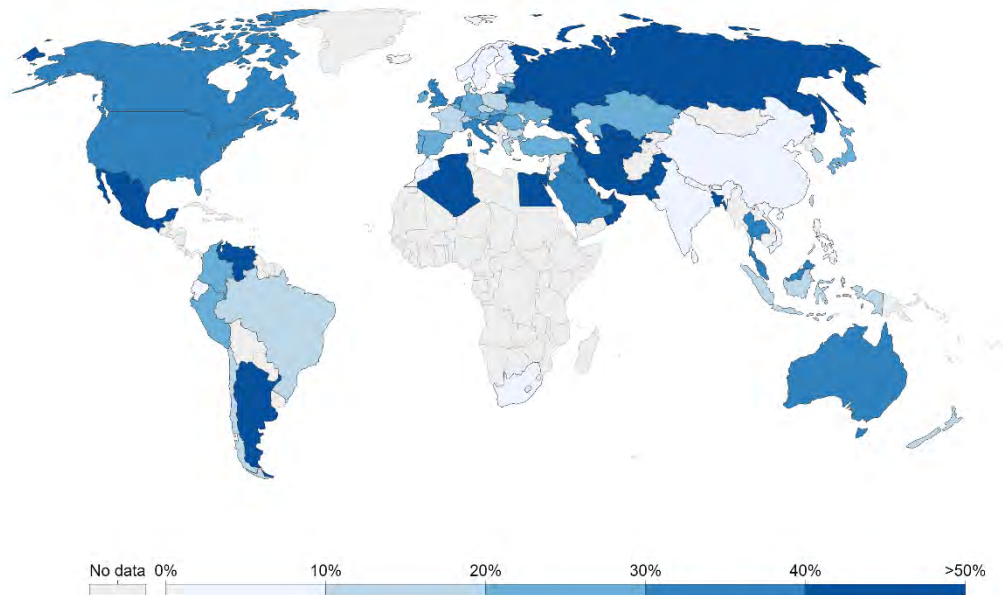
OurWorldInData.org/energy • CC BY

Note: Primary energy is calculated using the 'substitution method' which takes account of the inefficiencies energy production from fossil fuels.

Cuadro 1.10. Petróleo en la generación de energía primaria (2019). Fuente: Our World in Data



Durante décadas, el gas natural se ha quedado a la sombra del carbón y el petróleo como fuente de energía. Sin embargo, en la actualidad su consumo está creciendo rápidamente, a menudo como reemplazo del carbón en el mix energético. De esta forma el gas es una importante fuente en la producción de electricidad y una fuente clave en la generación de calor. Por su parte la distribución de su consumo es la siguiente:



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2020)

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Note: Primary energy is calculated using the 'substitution method' which takes account of the inefficiencies energy production from fossil fuels.

Cuadro 1.11. Gas natural en la generación de energía primaria (2019). Fuente: Our World in Data

1.4. EL SECTOR LOGÍSTICO

Constituida por todas las operaciones llevadas a cabo para hacer posible que un producto llegue al consumidor desde el lugar donde se obtienen las materias primas pasando por el lugar de su producción, la logística puede definirse como:

Conjunto de medios y métodos necesarios para llevar a cabo la organización de una empresa o de un servicio. Este sector se ocupa en concreto de la entrega de los productos en las condiciones acordadas con el cliente (tiempo, cantidad, precio, calidad y localización). [11]

Inicialmente parece tratarse principalmente de operaciones de transporte, almacenamiento y distribución de productos en el mercado, por ello en general la logística ha sido considerada como una operación externa a la fabricación primaria de un producto. En este sentido, es uno de los departamentos de las empresas que más se suele externalizar o subcontratar.

Término cada vez más empleado en el día a día de la sociedad, el concepto de logística nace en el ámbito militar, donde se empezó a utilizar en relación al transporte, suministro y alojamiento de tropas. Actualmente es parte fundamental en el ámbito empresarial, principalmente en los sectores de marketing y distribución.

De esta forma, otra posible acepción de la logística la sitúa como el arte de dirigir materiales y productos desde la adquisición de las materias primas hasta su consumo por el usuario final. [12]

Así, a nivel empresarial, el objetivo fundamental de la logística es poner a disposición del consumidor los productos deseados con las características acordadas, en las cantidades y momentos precisos, en el punto acordado y todo ello al menor coste posible.

1.4.1. Funciones logísticas

Con el fin de cumplir los objetivos establecidos, la logística debe completar una serie de actividades asociadas a los diferentes procesos implicados, entre otras: [12]

- Procesamiento de pedidos:

Debe gestionar todo lo relacionado con las órdenes de compra, determinar las cantidades a adquirir, precios, calidades o requerimientos, proveedores, y condiciones de entrega entre otros aspectos.

- Manejo de materiales:

Implica todos los medios materiales para la manipulación y movimiento de los productos tanto en almacenes, como entre estos y los puntos de venta. En este apartado, se puede recurrir tanto a cintas transportadoras, medios continuos, como a carretillas, o transporte individualizado.

- Embalaje:

Sistemas empleados para la protección y conservación adecuada de los productos. En ocasiones empleados para facilitar su posterior transporte, optimizar uso del espacio, etc.

- Transporte de mercancías:

En función del producto y las necesidades de transporte, deberán determinarse los medios materiales necesarios para realizar el transporte del producto (camión, tren, barco, avión, etc.) y con ello las rutas que proporcionen el menor coste posible.

- Almacenamiento:

Adaptado a los requerimientos de cada operación, se acordará el emplazamiento del producto, dimensiones y características del almacén. Estas instalaciones podrán ser más o menos complejas de acuerdo a las necesidades de cada producto (almacenes al aire libre, almacenes cubiertos e incluso con tecnologías o sistemas particulares en función de cada caso).

- Control de stock:

Un punto fundamental en el desarrollo de las operaciones consiste en determinar las existencias del producto que el vendedor debe tener disponible, tanto para la venta como para las actividades de producción.

- Servicio al cliente:

Incluye los medios y servicios necesarios para que el cliente adquiera el producto, así como otras funciones asociadas (asesoramiento, servicio posventa, etc.).



1.4.2. Tipos de logística

El concepto de logística permite diferenciar los siguientes tipos: [13]

- Logística de aprovisionamiento:

Constituye el primer eslabón o fase de la cadena logística. Su tarea es la de tratar de gestionar las materias primas necesarias para fabricar un determinado producto o servicio que se ofrece al consumidor. Para cumplir los fines y objetivos que se plantean en esta fase, se necesita una buena política de aprovisionamiento, lo que se traduce en límites de entrega definidos, gestión del transporte, ubicación para los materiales y un buen sistema de información. Para la empresa significa realizar los pedidos necesarios a los proveedores y contar con un espacio que permita almacenar la mercancía hasta que esta sea necesaria.

- Logística de producción:

Como segunda fase, se debe gestionar el flujo interno de los materiales que corresponden a un determinado proceso productivo. Esto incluye el paso de productos semielaborados desde una fase a otra de la cadena de producción, así como la retirada de productos ya elaborados.

- Logística de distribución:

El objetivo de esta última fase es realizar las entregas al cliente o distribuidor final. De este modo se evita la acumulación de productos terminados en el lugar de almacenaje. Esta gestión implica, entre otras, una política de distribución en la que se deben definir los canales de reparto, propios o externos, para que el producto llegue al cliente.



Cuadro 1.12. Tipos de logística.

Las técnicas logísticas empleadas en la primera y última fase (aprovisionamiento y distribución respectivamente) aunque en general similares se detallan brevemente en la siguiente tabla:

Tabla 1.1. Actividades logísticas aprovisionamiento y distribución.

Actividades logísticas	Aprovisionamiento	Distribución
Pedidos	Sí	Sí
Gestión de inventarios	Sí	Sí
Transporte	Sí	Sí
Servicio al cliente	No	Sí
Compras	Sí	No
Embalaje	No	Sí
Almacenaje	Sí	Sí
Planificación de productos	Sí	Sí
Tratamiento de mercancías	Sí	Sí
Gestión de información	Sí	Sí

Aunque no se requieran siempre, se puede observar que la mayoría de las actividades son comunes para ambas fases. Actividades como el servicio al cliente o el embalaje, son necesarias únicamente en la etapa final (distribución), ya que en el aprovisionamiento se contacta con el proveedor y no con el cliente, y las materias primas no requieren ser embaladas.

Sin embargo, la actividad de compras afecta únicamente al canal de aprovisionamiento, punto en el cual se seleccionan las fuentes o las cantidades a adquirir.

Los tres tipos de logística definidos en los párrafos anteriores hacen referencia a la logística que tiene como objetivo el flujo de materiales desde el origen de las materias primas al producto final. Pero, como también se puede dar la situación contraria, resulta interesante definir otros dos tipos de logística muy utilizados y esenciales en cualquier empresa hoy en día.

- Logística inversa:

Es aquella que se ocupa de la organización de los flujos físicos y administrativos en relación a los pedidos que implican una devolución. Recoge el producto al consumidor para recuperar su valor, mediante la reparación del producto o la destrucción final. Este camino conlleva una planificación distinta a las comentadas anteriormente.

- Logística ambiental:

Esta es llevada a cabo por un grupo de trabajadores encargados de organizar y clasificar los residuos industriales. Cada vez más valorada en el conjunto empresarial motivada por el respeto hacia el medio ambiente y en busca de una disminución de la contaminación, su objetivo es desechar de manera correcta los residuos, y si es posible, llevar a cabo su reciclaje.

1.4.3. Diseño de la red logística

El diseño de la red logística define los elementos internos y externos del proyecto empresarial que la componen. Resultando imprescindible definir el tiempo en el que debe realizarse cada proceso. [14]



Entre los elementos internos se deben tener en cuenta los diferentes centros de producción, almacenes o centros de distribución. Esto en definitiva formará parte de la infraestructura de la empresa para dar soluciones a los clientes.



Cuadro 1.13. Red logística. Fuente: Farandsoft

El diseño de la red logística debe satisfacer dos conceptos clave:

- Minimizar el coste total de la red.
- Satisfacer el servicio establecido con el consumidor.

De esta forma se deben considerar estos dos factores en la etapa de producción, siendo cada caso completamente diferente en función de las características y la tipología de producto.

Una vez establecido el producto y sus características de producción, hay que plantearse aspectos tales como el aprovisionamiento, las necesidades de almacenamiento o las características requeridas para realizar el mismo.

Por otro lado, en la comercialización del producto, deberá atenderse al establecimiento de objetivos o estrategias, aspectos tales como el área geográfica de comercialización, el número de clientes o los niveles exigidos por ellos.

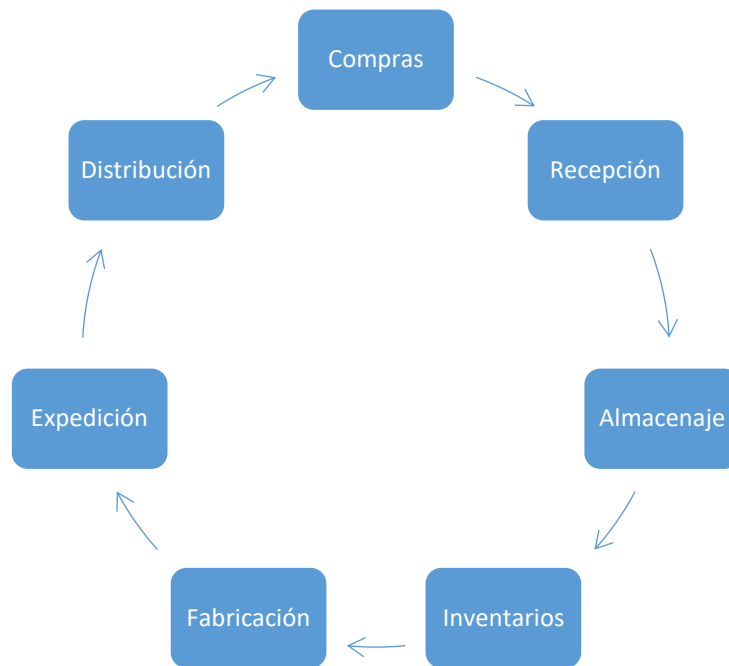
Para estas tareas es importante tener en cuenta otros elementos externos que afectarán en gran medida al desarrollo de las operaciones propias. Aspectos como la globalización de mercados, la reglamentación legal de las actividades logísticas, o una posible diversidad de clientes no esperada.

1.4.4. El proceso logístico

La logística, entendida de acuerdo con los puntos anteriores, supone la administración del flujo de bienes y servicios, empezando con la adquisición de las materias primas y finalizando con la entrega del producto.

La consecución de este fin implica la adecuada coordinación de las diferentes actividades logísticas mediante un adecuado flujo de información, de forma que se cierre el ciclo logístico con la mayor eficiencia posible.

Las diferentes partes que integran el proceso se muestran a continuación:



Cuadro 1.14. Proceso logístico.

1.4.4.1. Compras

El abastecimiento de una empresa es uno de los primeros pasos para su funcionamiento, en este sentido podemos distinguir dos diferencias de acuerdo a las posibles compañías existentes:

- Compañía manufacturera: requiere la adquisición de materias primas de proveedores, para una vez que se dispone de estos materiales poder proceder a su utilización en el proceso productivo pertinente, hasta entonces permanecen almacenados en sus instalaciones.
- Compañía de servicios: a diferencia del caso anterior, aquí los flujos pueden ser de materiales, de documentos o de personas, como puede ser un servicio de atención al público.

De esta forma, los proveedores cuentan con un papel fundamental en el conjunto de los flujos logísticos de la empresa, en el sentido que sus decisiones afectan, de una forma u otra, al resto de las partes de la cadena productiva.

Cabe destacar que el coste de las compras de una empresa crece continuamente, llegando a ocupar casi el 80% del total de los gastos de los flujos logísticos de la empresa.

Así, la elección de un buen proveedor será entonces una decisión que requerirá un estudio detallado para que este se ajuste a las necesidades reales de la empresa. Debiendo tener en cuenta entre otros los siguientes aspectos:

- Clasificación de compras:

Se deben distinguir todos los materiales o materias primas que se necesitan. A modo de ayuda se puede hacer un listado con una clasificación por familias de compras entre las cuales podemos distinguir materias primas, equipamiento, consultoría, etc.



Sin embargo, también hay que tener en cuenta otros aspectos, como que habrá compras con más contribución a la calidad del producto final u otras clasificadas como rarezas pero que también estén implicadas en el producto.

- Relación proveedor-cliente:

Además de la búsqueda ideal de él mejor proveedor, a un buen coste, próximo, fiable, etc. deberán valorarse cuestiones como:

- La cifra que le va a suponer al proveedor el contrato, es decir, si requiere mayor o menor dedicación en relación a los ingresos que va a efectuar.
- El proveedor debe poder asegurar en todo momento una entrega correcta.
- Los proveedores pueden sentir presión dado que muchas empresas imponen controles de calidad en relación a los productos o materiales entregados.
- Prioridad, producto o proveedor:

Una vez analizados los puntos anteriores, se debe establecer una prioridad entre el producto que se va a comercializar o el proveedor que vamos a contratar, esta decisión será diferente en cada caso o cada empresa.

1.4.4.2. Inventario

El inventario se define como la cantidad de mercancía almacenada, esta puede ser calculada a través del control de los movimientos de entrada y de salida de la empresa. Los movimientos de entrada se entienden como la llegada de los materiales para la producción y los de salida aquellos productos que salen de la empresa para ser vendidos al cliente.

Se pueden distinguir así tres tipos de inventarios, de materias primas, de productos semielaborados o de productos terminados.

Así, un buen control sobre los inventarios es fundamental para poder regular la relación entre la oferta y la demanda de los productos que se fabrican en la empresa. Si hay cualquier alteración en alguno de los inventarios anteriores, se puede dar una interrupción del proceso productivo.

Estas no deseadas interrupciones pueden deberse a:

- Interrupción del proceso productivo inicial por falta de materias primas.
- Interrupción del proceso productivo en las fases intermedias al darse algún problema en medio de las diferentes fases de producción.
- Interrupción en la parte final del proceso productivo por falta de disponibilidad de productos acabados que impedirían corresponder adecuadamente a los clientes.

El objetivo final es lograr una perfecta armonía en el nivel de existencias, tratando de alcanzar un óptimo y evitando un exceso que provoque gastos innecesarios.

1.4.4.3. Distribución

La distribución es una de las fases finales donde la empresa centra gran parte de sus esfuerzos para mejorar el proceso logístico. Esta se puede efectuar una vez se haya terminado el proceso de elaboración del producto y esté disponible para ser entregado al cliente.

Para evitar gastos innecesarios es importante gestionar bien esta etapa y tener en cuenta algunos aspectos como:

- Tarea de elevado coste:

Al tratarse de una de las etapas finales dentro de la cadena logística y en la que el producto ya tiene un alto valor añadido, su coste es muy elevado para la empresa.

- Coordinación del producto:

Las nuevas exigencias del cliente, la disminución de los ciclos de producción y de los tiempos de respuesta frente a las demandas del mercado, hacen que sea muy importante organizar de una manera eficiente la salida de los productos desde los centros de producción.

- Buen servicio al cliente:

Una buena gestión de esta etapa permitirá reducir los tiempos de preparación de pedidos y el porcentaje de productos dañados, lo cual puede ser una herramienta de competitividad de la empresa basada en un rápido servicio al cliente.

De forma adicional se puede ofrecer un conjunto de servicios que proporcionar al cliente, logrando una cercanía y creando una mayor complicidad. Se puede facilitar un acceso vía internet, que muestre los catálogos de productos con su información detallada, características, precios, tiempo de entrega, etc.

1.4.5. Logística de la vacuna de la COVID-19

La crisis global desencadenada por la pandemia del COVID-19 ha provocado numerosos retos a los que tanto la sociedad como la industria se deberán enfrentar. Las tan deseadas vacunas contra la COVID-19 parecen ser ya una realidad, después de que empresas como Pfizer, Moderna o AstraZeneca hayan demostrado esperanzadores resultados en sus ensayos, comenzando la distribución a nivel mundial. Sin embargo, el proceso de administrar la vacuna a toda la población presenta multitud de desafíos, entre los que se sitúa la logística involucrada en su distribución, la cual adquiere una gran relevancia en este tipo de productos especialmente sensibles.

Los grandes centros de producción parecen situarse de forma general en Europa, América del Norte, China y Rusia. Mientras que las vacunas chinas y rusas, probablemente se destinarán a cubrir su extensa demanda nacional, del resto de la producción mundial se pueden destacar: [16]

- EEUU: Maryland - AstraZeneca y Michigan - Pfizer.
- UK: AstraZeneca y Oxford.
- Bélgica: Pfizer.
- Suiza: Moderna.

Adicionalmente, mediante grandes inversiones en plantas de producción otros países como Francia, España, Japón, Brasil o Australia formarán parte del conjunto productivo.

Así, tanto Europa como América del Norte contarán con una serie de plantas de producción principales a partir de las cuales se servirá a gran parte del continente, cobrando gran importancia dentro de este proceso tanto el almacenamiento como el transporte.



Cuadro 1.15. Logística vacunas COVID-19. Fuente: Tarifar

La logística farmacéutica constituye una actividad compleja que requiere de una serie de operadores especializados capaces de llevar a cabo las operaciones de una forma segura y eficiente. Para poder llevar a cabo este tipo de transportes, es necesario cumplir con una serie de directrices y normativas nacionales e internacionales, como pueden ser las directrices europeas GDP (Good Distribution Practices) o la Directiva 2001/83/CE a nivel europeo o en España el Real Decreto 782/2013 sobre la distribución de medicamentos de uso humano.

Estas establecen toda una serie de requerimientos acerca de: [16]

- Establecimiento de procedimientos y protocolos robustos y contrastados.
- Planes de contingencia validados.
- Sistemas formativos específicos para chóferes y personal.
- Rutas validadas.
- Cualificación de instalaciones y remolques.
- Sistemas de seguridad.
- Inspecciones y controles específicos periódicos de los diferentes sistemas.
- Controles de temperatura.

Este último apartado es un aspecto crítico en el transporte de medicamentos. Existen diferentes tipos o niveles de requerimientos en cuanto al control de temperaturas transporte de medicamentos: [16]

- Transporte a temperatura ambiente con o sin ventilación.
- Transporte con temperatura controlada desde +15°C a +25°C.
- Transporte refrigerado entre los +2°C a +8°C.
- Transporte congelado sobre los -20°C.
- Transporte con hielo seco a -80°C.
- Transporte con nitrógeno líquido a -196°C.



Cuadro 1.16. Logística vacunas COVID-19, Pfizer. Fuente: Bloggo.it

En particular, las vacunas de Pfizer y Moderna, que comparten la misma y novedosa técnica en su creación (ARN mensajero), requieren unos controles de temperatura muy estrictos. Moderna precisa de temperaturas habituales en el sector, conservándose estable entre los 2 y 8°C durante 30 días, pero necesitando temperaturas de -20°C para aumentar su vida útil hasta los 6 meses. Pfizer, sin embargo, necesita ser conservada a temperaturas mucho más exigentes de en torno a los -80°C. AstraZeneca por su parte, puede mantenerse a temperaturas habituales en el transporte de fármacos, entre los 0 y 8°C. [16]

Así, conservar la temperatura y evitar posibles roturas en la cadena de frío es un aspecto prioritario para el correcto transporte, distribución y almacenamiento de las vacunas. Para ello, será necesario el empleo de potentes sistemas de refrigeración y control de temperatura, así como softwares específicos para su monitorización.

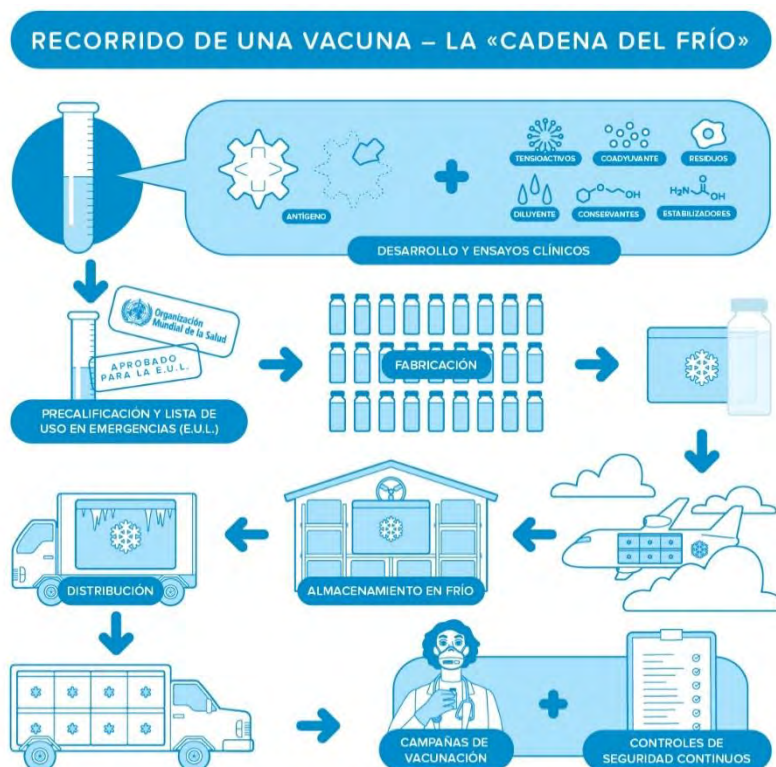
En principio, a través de unos plazos de producción más reducidos y la posibilidad de aumentar la capacidad de producción, se prevé poder hacer frente a la imprevisibilidad de la demanda, uno de los principales retos logísticos. Esta imprevisibilidad se basa en variables como el volumen de población mundial dispuesta a vacunarse, la capacidad real de vacunación de cada país, la estacionalidad de las campañas de vacunación o la accesibilidad a los diferentes continentes del planeta.

Por tanto, la limitada vida útil de la vacuna y la variabilidad de la demanda son factores a tener en cuenta en el planteamiento logístico, valorando las diferentes tecnologías e infraestructuras disponibles para poder cubrir posibles fluctuaciones de demanda manteniendo los estrictos controles de temperatura.

A estas dificultades se deberán añadir consideraciones de seguridad, valorando posibles acciones delictivas y posibles pérdidas o robos, implicando impactos significativos tanto a nivel económico como sobre la salud pública. En este aspecto, se plantean distintas medidas como la implantación de dispositivos GPS en los recipientes que transportan las dosis o en los propios contenedores, para realizar el seguimiento de rutas y vigilancia de las mismas.

Así, el control y trazabilidad de las vacunas constituirá otro factor fundamental para asegurar la entrega de las dosis de forma segura y eficaz, posibilitando el seguimiento y control de las mismas a la vez que se posibilita una continua optimización de las operaciones.

De esta forma, mediante el empleo de transportes especializados, con potentes sistemas de control de temperatura y refrigeración, las vacunas serán trasladadas desde los centros de producción a las localizaciones concretas donde se llevará a cabo su almacenamiento en instalaciones igualmente preparadas. En estas y durante el transporte estarán sometidas a procesos continuos de monitorización y vigilancia, asegurando su entrega eficaz y en condiciones adecuadas. Para a continuación en el tiempo y momento requerido, ser llevadas a los centros de distribución (hospitales y centros de salud) para su administración a la población indicada en cada caso.



Cuadro 1.17. Cadena del frío vacunas COVID-19. Fuente: Vacunas Vacunorte

1.5. LOGÍSTICA EN LA INDUSTRIA DEL GAS Y DEL PETRÓLEO

Las consideraciones y aspectos anteriores relativos al sector logístico en general, pueden ser perfectamente extrapolados a la industria del gas y del petróleo en sus diferentes etapas y sectores, aunque con particularidades y características diferentes en cada caso.

Al final las compañías petroleras no dejan de ser grandes empresas, cuyo objetivo final es el de hacer llegar a los consumidores sus productos y como cualquier empresa, en este proceso busca optimizar costes y maximizar beneficios.

Debido a la complejidad de los diferentes procesos a los que se ha de someter a estos hidrocarburos previos a su comercialización, como pueden ser las propias operaciones de extracción o el refinado de los mismos, podemos encontrar múltiples actividades íntimamente relacionadas con la logística.

En sentido y de forma inversa a su generación, es decir comenzando por los últimos procesos de distribución y llegando a la extracción o exploración inicial, entre otras algunas de las actividades logísticas involucradas son comentadas a continuación.

1.5.1. Logística downstream

Aunque como hemos visto los productos obtenidos tras el procesado y refinado del petróleo y gas natural, sus principales exponentes, o al menos los más habituales en nuestro día a día, posiblemente sean los combustibles líquidos para automoción y transporte o el propio gas natural para la generación energética doméstica, sin olvidar su presencia en plásticos y las aplicaciones industriales de los mismos.

El sector downstream podemos identificar dos líneas claramente diferenciadas y en base a las cuales destacar las principales actividades logísticas relacionadas. La primera implica todos los procesos de refinado del petróleo y las operaciones de procesamiento y

purificación del gas natural bruto, mientras que a segunda se ocupa de la comercialización y distribución de los productos derivados obtenidos.

El procesado y refino de los hidrocarburos se inicia con la llegada de los hidrocarburos a los centros industriales, refinerías, correspondientes, siendo esta parte el centro del sector midstream que veremos a continuación. Pero para su correcto funcionamiento estos complejos requieren de otras tantas materias primas o recursos, así como la gestión de residuos o subproductos no deseados, tareas de mantenimiento y en ocasiones una extensa gestión de personal.

Estos aspectos iniciales señalan algunas primeras actividades que requieren coordinación logística, sin embargo el grueso llega en la segunda línea del sector downstream.

Una vez se han obtenido los derivados deseados tras el procesamiento del petróleo y gas, se ha de llevar a cabo su distribución. De forma no casual, la mayoría de las refinerías se sitúan o bien cerca de los centros de producción de hidrocarburos o alternativamente en lugares accesibles y que ofrezcan facilidades para el transporte, como es el caso de localidades costeras con acceso cercano a mar abierto, facilitando la llegada de materias primas y su salida tanto por vía terrestre como por vía marítima.

En cualquier caso una vez obtenidos los productos deseados, estos han de transportarse a su lugar de consumo, esto puede requerir desde pequeños transportes a nivel local, como grandes distancias entre diferentes puntos del planeta.

Para el transporte de estos hidrocarburos refinados, las principales alternativas encontradas incluyen:

- Transporte marítimo a través de buques metaneros y/o petroleros:

Los metaneros o gaseros, son buques dedicados al transporte de gas natural licuado, GNL. Las características tecnológicas de estos barcos son altamente sofisticadas, ya que el gas debe mantenerse a temperaturas cercanas a los $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ durante largos recorridos. Sus capacidades de carga oscilan entre los 100.000 y 266.000 m^3 . [17]

Por otro lado, los petroleros son buques cisternas diseñados específicamente para el transporte de petróleo crudo, o productos derivados del petróleo. Se clasifican en función de su capacidad, situándose entre las 80.000 y las 500.000 toneladas, tipos Aframax (Average Freight Rate Assessment) y ULCC (Ultra Large Crude Carrier) respectivamente. [18]



Cuadro 1.18. Buque petrolero. Fuente: Cambio16



Estos son empleados para el transporte de grandes cantidades de productos, durante largas distancias sin la necesidad de contar con costosas infraestructuras fijas. Como es de esperar, la operación de este tipo de transportes requiere de los pertinentes muelles de carga y descarga así como de una planificación adecuada de las rutas de transporte.



Cuadro 1.19. Carga buque cisterna. Fuente: Freepik

- Transporte terrestre mediante camiones cisterna:

La alternativa terrestre a estos grandes transportes marítimos se encuentra en los camiones cisterna. Estos son empleados tanto para el transporte de líquidos como para su almacenamiento por un tiempo determinado según sus características.

El transporte con carretera de este tipo de mercancías se realiza en estado líquido ya que los fluidos tienen un menor volumen en estado líquido que gaseoso, pudiendo transportar mayores cantidades de combustible en los mismos volúmenes (desde 1.500 hasta los 40.000 litros). [20]

Entre estos, además de los destinados al transporte de agua para regadío y/o trasvase de agua, destacan los de transportes de combustibles líquidos como la gasolina, queroseno, gases licuados del petróleo y otros, al igual que los de productos químicos líquidos. Todos estos transportes se encuentran regulados en prácticamente todo el mundo debido a su peligrosidad.

Estos transportes son indicados para hacer llegar los productos a sus puntos de consumo final, bien sean gestionados de forma individual, depósitos de grandes consumidores y/o puntos de libre acceso y venta a la sociedad.

- Distribución de gas natural:

De forma particular y principalmente asociada al transporte y distribución de gas natural, aunque puede llegar a entrar en otras aplicaciones, este se realiza de forma continua.

Como veremos a continuación el transporte del gas natural, se realiza de forma preferente a través de gasoductos. Pese a la necesidad de desarrollar y construir estas complejas infraestructuras, ofrecen claras ventajas frente a los transportes discontinuos como los anteriores.

Tras realizar la gran parte del trayecto a través de los grandes gasoductos que conectan los centros de refinado, purificación y tratamiento, así como los centros de almacenamiento, con los puntos principales de consumo, estos presentan derivaciones a las redes de distribución. Estas son un conjunto de tuberías de menor diámetro y presión de diseño que llevan el gas natural hasta los consumidores finales. [21]

Las redes de distribución tienen un diseño en forma ramal o mallada, en la primera una única línea llega al punto de suministro, mientras que en la segunda presenta interconexiones en varios puntos de la red. Pese al mayor coste de esta segunda opción, ofrece una mayor fiabilidad y garantía de suministro en caso de avería.

De esta forma, el gas natural llega a sus consumidores, tanto industrias, como comercios y hogares.



Cuadro 1.20. Distribución de gas natural. Fuente: Blog SEAS

Aunque en el último caso el consumo, tras la ejecución de las infraestructuras necesarias, sea directo, para los casos anteriores aún falta un último paso para llegar al cliente. Tanto a nivel industrial, como a nivel hogar en ocasiones, se disponen de grandes depósitos de combustible para hacer frente a las necesidades en cada caso. De esta forma, mediante camiones cisterna principalmente, salvo en el caso de consumidores excepcionales, se lleva a cabo el abastecimiento para poder llevar a cabo la generación energética pertinente o la transformación en los subproductos deseados.

Quizás uno de los exponentes principales de esta parte final del ciclo de vida de estos combustibles (gasolinas, diésel, GLP, etc.) se encuentra en las estaciones de servicio para vehículos o gasolineras. Y en menor medida en la actualidad, debido al desarrollo de las mencionadas redes de distribución continuas de gas, el empleo de bombonas de gas (butano, propano, etc.).

1.5.2. Logística midstream

Como hemos visto anteriormente el sector midstream es el encargado del transporte y almacenamiento del petróleo y gas. Para ello, básicamente hace uso de las tres vías mencionadas anteriormente, transporte marítimo en buques destinados a este fin, transporte por carretera en camiones cisterna o de forma continua a través de oleoductos/gasoductos.



En lo relativo al transporte marítimo y terrestre discontinuo las consideraciones son las mismas, pudiendo añadir otra variante nueva al segundo apartado, el transporte de hidrocarburos por ferrocarril.

- Transporte ferroviario de hidrocarburos:

El ferrocarril fue uno de los primeros medios utilizados para el transporte de petróleo y actualmente sigue siendo una buena opción para transportar hidrocarburos debido a su efectividad y eficiencia económica. [22]

Este presenta importantes ventajas, como la de evitar que un mayor número de camiones cisternas circulen por vías compartidas con la población en general, reduciendo riesgos además de tiempo y costes.

De forma similar al transporte por carretera, se basa en el empleo de cisternas o tanques diseñados específicamente para el almacenamiento y transporte de estos productos en estado líquido, con la salvedad de que permite el acoplamiento de múltiples unidades en un solo convoy.



Cuadro 1.21. Transporte ferroviario de hidrocarburos. Fuente: El País

El otro aspecto a profundizar en esta sección lo conforman los oleoductos/gasoductos:

- Oleoductos y gasoductos:

Se denominan oleoductos a las tuberías e instalaciones de conexión utilizadas para el transporte de petróleo y sus derivados durante grandes distancias. En el caso del gas natural, a pesar de seguir siendo un derivado del petróleo, se denominan gasoductos por la particularidad de que por ellos circula gas a temperatura ambiente. [23]

Los oleoductos constituyen la manera más rápida de transportar grandes cantidades de petróleo tanto en tierra como en mar. Comparados con los ferrocarriles por ejemplo, presentan un costo menor por unidad y también mayor capacidad.

Aunque en gran medida sucede lo mismo con el transporte marítimo mediante buques cisterna, la construcción de oleoductos bajo el mar es un proceso muy complejo y que implica unos costes muy elevados, por tanto en consecuencia la mayor parte del transporte marítimo se hace mediante buques petroleros.

Los oleoductos los forman principalmente tubos de acero o plástico, que en la medida de lo posible se construyen sobre la superficie. Sin embargo, es habitual que en zonas urbanas o medioambientalmente sensibles, se plantee su diseño subterráneo, enterradas a una profundidad típica de 1 metro.

De esta forma la construcción de oleoductos es una tarea compleja, que requiere de importantes estudios de ingeniería para su diseño, así como exhaustivos estudios de impacto ambiental en las áreas donde van a ser instalados.

En el interior de estas tuberías, el petróleo se mantiene en movimiento gracias a un sistema de estaciones de bombeo construidas a lo largo del oleoducto, fluyendo normalmente a velocidades de entre 1 y 6 m/s.

De esta forma se pueden transportar diferentes tipos de petróleo, pesado, ligero y de diferentes calidades. En refinerías o estaciones de transferencia a menudo se conectan tubos más pequeños, llamados poliductos, encargados de transportar combustibles refinados como el diésel o la gasolina a los diferentes puntos deseados.



Cuadro 1.22. Oleoducto. Fuente: Logi News

Respecto al almacenamiento de estos hidrocarburos, una de las alternativas más empleadas se encuentra en la utilización de grandes tanques. Estos normalmente localizados en las inmediaciones de refinerías, puertos o centros de producción, son los encargados de retener el combustible hasta el momento en que se vaya a llevar a cabo su utilización. Requieren de importantes inversiones económicas para su construcción y resultan de vital importancia para poder absorber picos de demanda o interrupciones en el suministro sin necesidad de interrumpir también operaciones posteriores. Debido al importante volumen de material que albergan su diseño debe ser detallado y muy cuidado, la importancia económica de estas instalaciones para las empresas es elevada.

Una alternativa interesante para el almacenamiento de gas, principalmente, es su almacenamiento subterráneo aprovechando además el carácter estacional de su consumo. De esta forma el gas se almacena durante los meses de verano, momento en el que la demanda es comparativamente más baja, para ser extraído de nuevo en los meses de invierno.



Así, las principales actividades logísticas ligadas al sector midstream incluyen entre otras:

- Transporte marítimo de combustible a través de buques.
- Transporte terrestre de combustible mediante camiones cisterna.
- Transporte ferroviario de combustible.

Las tareas relacionadas con el almacenamiento y transporte continuo de combustible, como su diseño, operación y mantenimiento, aunque pueden llegar a formar parte del ámbito logístico, en principio quedan asignadas a departamentos diferentes.

1.5.3. Logística upstream

Por último, y como ya hemos visto anteriormente, la corriente upstream se refiere a las actividades de exploración y producción, E&P. De esta forma se han de llevar a cabo las diferentes operaciones de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo o gas, cuyo principal exponente puede ser la perforación de pozos exploratorios o de recuperación, sin embargo, esta no sería posible sin una larga serie de trabajos previos.

La búsqueda de estos yacimientos rara vez se encuentra en lugares cercanos a la civilización, frecuentemente se trata de localizaciones remotas tanto en mar abierto como en tierra. Si bien, en alta mar la solución parece encontrarse relativamente fácil debido al empleo de medios marítimos, en tierra frecuentemente se requiere la construcción de diferentes infraestructuras como pueden ser accesos, pistas, puentes, etc.

1.5.3.1. Logística upstream offshore

En el caso de operaciones en alta mar (offshore) los trabajos se centran en el empleo de plataformas de perforación que posibilitan los trabajos sobre el agua. Estas, en general, se tratan de grandes instalaciones móviles que se trasladan a las localizaciones deseadas en el momento requerido. Si bien, cuentan a bordo con todo lo necesario para ejecutar los trabajos a realizar, al encontrarse aisladas en el océano, requieren de una serie de apoyos en tierra para poder satisfacer de forma completa todas sus necesidades.

La única vía para ofrecer tanto suministro de materiales como de personal y servicios es por tanto la conexión entre la plataforma y tierra firme, haciendo que la coordinación entre ambos puntos sea fundamental para lograr una operación adecuada. Así, lo habitual en este tipo de casos, es centrar las actividades en tierra firme en un único punto, una base logística desde la que almacenar, gestionar y coordinar las necesidades de la plataforma.

La conexión plataforma marina con tierra se puede hacer por tanto de dos únicas formas, la primera por vía marítima, a través del empleo de buques específicos destinados a la operación de este tipo de trabajos, y la segunda alternativa se trata de vía aérea, por medio de helicópteros principalmente.

Las plataformas por lo general disponen de un pequeño helipuerto indicado para el transporte de personal, así como para evacuaciones en caso de accidente o incluso el transporte urgente de algún tipo de útil o herramienta. Resulta la opción más rápida para llegar a la plataforma, sin embargo se trata de un medio de transporte que requiere unas condiciones particulares de carga y climatología entre otras, por lo que no puede utilizarse en cualquier situación, además de su elevado coste.



Cuadro 1.23. Helicóptero offshore. Fuente: 50 Sky Shades

La otra alternativa mencionada incluye varias opciones, en cuanto a capacidad de carga y/o velocidad. Lo habitual es la utilización de buques especialmente diseñados para la carga y transporte de materiales desde la base logística a la plataforma. Estos buques con gran capacidad de carga y una amplia área de trabajo, se denominan comúnmente buques de apoyo a plataformas offshore o PSVs (Platform Supply Vessels).

Sus características los hacen idóneos para el transporte y gestión de tuberías y materiales necesarios para la perforación de los pozos, sin embargo no resultan muy rápidos, ni adecuados para el transporte de personal. Como alternativa a estos, entre otros, resulta habitual disponer de vehículos destinados al transporte de personal, con una mayor capacidad y menor velocidad den comparación al medio aéreo, los denominados fast crew boats o barcos rápidos para personal.



Cuadro 1.24. Platform Supply Vessel. Fuente: Ulstein Group

A continuación se resumen algunas de las principales actividades logísticas para la correcta operación de una plataforma en alta mar:



- Transporte y posicionamiento de la plataforma en la localización deseada:

Este proceso dependerá en gran medida del tipo de plataforma empleado. En el caso de las plataformas flotantes, se realiza mediante el remolcado con buques hasta la zona en cuestión, para finalizar con un posicionamiento más preciso mediante dispositivos instalados en la propia plataforma.

- Gestión de personal:

A través de medios de transporte aéreos principalmente y marítimo de forma más excepcional, se debe proveer a la plataforma del personal necesario para su correcto funcionamiento. Deben llevarse a cabo las rotaciones de personal necesarias, habituales cada 15 o 21 días, en función de la campaña. También es un servicio que se acostumbra a dar tanto a visitas institucionales como a posible personal externo con motivo de inspecciones.

- Evacuaciones médicas o ante emergencias:

Comúnmente conocido como MEDEVAC (Medical Evacuation), es un servicio que se debe ofrecer a la plataforma. Mediante evacuación aérea se llevaran a cabo posibles evacuaciones médicas al hospital de referencia acordado y de acuerdo al plan de emergencias establecido.

- Suministro de materiales y herramientas:

A través principalmente del empleo de los buques PSV, se lleva a cabo el suministro de los materiales y herramientas necesarias para llevar a cabo la operación en la planta. Se suministran entre otras las tuberías (casing) y las cabezas necesarias para realizar la perforación. Igualmente se deben gestionar los lodos de perforación, así como el combustible con el que deberá ponerse en funcionamiento la planta al completo. Sin olvidar otros suministros básicos para la plataforma y el personal en general, contenedores con alimentos, víveres, etc.

Igualmente en el sentido inverso, también atender a las necesidades de gestión de residuos, traslado de lodos de perforación usados a la planta de tratamiento, desmantelamiento de la operación, etc.

- Gestión de la base logística:

El punto anterior se debe entender desde la perspectiva del empleo de un centro de coordinación y almacenamiento de materiales como es la base logística o shore base. En ella, un pequeño puerto industrial con acceso directo para buques, se recibirán las mercancías con destino la plataforma, siendo almacenadas y custodiadas allí hasta el momento de su empleo.

De esta forma es el nodo de unión entre las operaciones en tierra, los diferentes proveedores y la propia plataforma. En ella se encontrarán diferentes espacios para el almacenamiento tanto al aire libre como cubierto, espacio para el atraque y la carga y descarga de buques, así como grúas y sistemas de apoyo a estas tareas de carga y descarga, oficinas, ocasionalmente planta de tratamiento de lodos, etc.

Destacar la importancia de la planificación y la coordinación de estas funciones, de ellas depende en gran medida la continuidad operativa del proyecto así como los posibles sobrecostes o ahorros asociados. La optimización de viajes, tanto aéreos como por vía

marítima y las cargas que se lleven a cabo en estos viajes, las velocidades a las que se lleven a cabo los mismos determinarán en gran medida los consumos asociados a estas partidas, que como veremos más adelante son una parte significativa del proyecto.

1.5.3.2. Logística upstream onshore

En el caso terrestre, aunque encontramos bastantes similitudes al caso anterior, una de las principales diferencias a señalar es que a pesar de que posiblemente se evite el transporte marítimo, con frecuencia se requiere la construcción de importantes infraestructuras y obra civil que por lo general suele necesitarse para acceder a los remotos puntos de exploración/exploración. Por tanto a la vez que se comparten los retos y desafíos anteriores, a la vez aparecen otros nuevos.

La construcción de carreteras, pistas y caminos, así como las infraestructuras de apoyo necesarias con frecuencia son imprescindibles para poder acceder a los puntos en los que se desea instalar en este caso la torre de perforación escogida. Además de estas vías de acceso, para la instalación de la propia torre de perforación y sus elementos auxiliares, se necesita crear una explanada o plataforma de trabajo (well pad) que posibilite la operación.



Cuadro 1.25. Plataforma de trabajo de un pozo onshore. Fuente: American Economic Association

De esta forma la gran mayoría de transportes de materiales, herramientas, personal, etc. se realiza por medios terrestres. Los requerimientos tanto de un proyecto marino y otro terrestre son similares en cuanto a materiales y personal, pudiendo variar en función del tamaño de los mismos.

Sin embargo, las características de cada proyecto lo dotarán de particularidades y aspectos diferenciados, en cuyo caso se tratará de alcanzar la mejor solución, considerando no solo aspectos de tiempo o económicos, si no otros como medioambientales, sociales, etc.

En la medida de lo posible se tratará de concentrar las operaciones en un único punto, al que se harán llegar los elementos necesarios, aunque en el caso de operar varios pozos de forma simultánea o que la situación lo requiera, puede optarse por el empleo de una base logística principal desde la que realizar una distribución más eficiente.



En este caso también puede ser necesario el empleo de medios aéreos, tanto para el transporte de personal, como en caso de evacuaciones médicas y/o transportes urgentes. En algunos campos o zonas pueden llegar incluso a construirse pequeños aeródromos o pistas de aterrizaje, en caso de que esta sea una opción viable.

A diferencia de la plataforma marina, para el alojamiento y trabajo del personal, no se disponen de unas instalaciones fijas, y por lo tanto otro de los aspectos que suele ser necesario en este tipo de proyectos incluye la creación de un campamento base que cubra las necesidades del personal encargado de las operaciones.

Entre estas necesidades, una muy importante reside en el suministro energético y/o eléctrico, a través principalmente de generadores

De esta forma las tareas asociadas a un proyecto de este tipo incluirían entre otras:

- Transporte y posicionamiento de la torre de perforación en la localización deseada.
- Gestión de personal y del campamento.
- Evacuaciones médicas o ante emergencias.
- Suministro de materiales y herramientas.
- Gestión de la base logística y/o de la plataforma de trabajo.
- Gestión y mantenimiento de las infraestructuras desarrolladas para acceder al proyecto.

Destacar que este tipo de proyectos, tanto offshore como onshore, con frecuencia se encuentran en algunos de los lugares con las condiciones climáticas más duras del mundo. Desde corrosivos ambientes marinos con habituales tormentas y temporales, a localizaciones en medio de desiertos o en selvas donde se debe trabajar con elevadas temperaturas y a la vez estar preparados para soportar lluvias torrenciales e inundaciones.

Estos aspectos hacen que tanto las tecnologías como el personal empleado para estas operaciones sean en muchos casos específicos y especialmente diseñados o formados para tales actividades. La dificultad y el elevado coste de disponer de estos recursos hace que su planificación y la adecuada gestión de los mismos sea un aspecto vital para el correcto desempeño de los trabajos.

De esta forma, el apartado logístico de los proyectos destinados a la ejecución y/o construcción de pozos exploratorios o de recuperación es en muchos casos el nexo de unión entre los diferentes departamentos que trabajan en el proyecto. La adecuada coordinación de recursos así como su correcta disponibilidad para los diferentes equipos en las distintas fases del proyecto determinarán la ejecución de los trabajos.

2. ALCANCE Y OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo de fin de máster (TFM) es el de analizar y profundizar en los principales aspectos logísticos de un proyecto exploratorio de hidrocarburos (petróleo y/o gas).

Como ya se ha anticipado anteriormente las funciones logísticas de este tipo de proyectos incluyen múltiples tareas relacionadas con diferentes ámbitos y campos ingenieriles, para lo que resulta muy interesante una formación con un marcado carácter multidisciplinar. Y es en este sentido dónde la formación y conocimientos de un ingeniero de minas hacen que pueda encajar a la perfección para dirigir y gestionar este tipo de actividades.

Las facilidades de entendimiento y conocimiento de los diferentes procesos y fases que conforman el proyecto, así como entre los diferentes equipos que llevan a cabo la operación mejoran la fluidez y organización de los trabajos. Así, la comunicación fluida entre diferentes equipos como pueden ser los encargados de los estudios geológicos, perforación, gestión de lodos, suministro energético, etc., resulta vital para optimizar la obtención los resultados que se esperan alcanzar.

De esta manera, en los próximos apartados se tratarán las principales características de esta fase inicial y fundamental de la industria del gas y del petróleo. Se plantearán las diferentes alternativas disponibles para realizar la exploración y recuperación de hidrocarburos en las dos variantes posibles, tanto en alta mar (offshore) como en tierra (onshore) y los requerimientos y particularidades de cada caso.

Una vez entendidos los procesos y necesidades de las diferentes fases de este tipo de proyectos se entrará en detalle en las diferentes actividades logísticas que posibilitan la ejecución de los mismos. Se podrá observar algunos de los principales detalles de las tecnologías empleadas para la ejecución de los trabajos y así obtener una visión global de las oportunidades existentes.

La base del desarrollo de estas operaciones se encuentra en la organización y el empleo de diferentes medios de transporte, tanto de personal como de mercancías. Las vías aéreas, marítimas y terrestres son las alternativas que se deberán valorar en cada caso, buscando la solución idónea en cada uno de ellos.

De forma adicional se analizarán algunas de las herramientas informáticas disponibles en el mercado para dar apoyo a las operaciones logísticas. Al igual que en cualquier otro proyecto u operación los avances tecnológicos y el desarrollo de aplicaciones digitales facilita el seguimiento y control en tiempo real de transportes y de las distintas actividades, permitiendo detectar incidencias y retrasos de forma eficaz a la vez que permite su actuación sobre estas. Avances que en líneas generales facilitan la ejecución de los trabajos, sin embargo también requieren un entrenamiento previo del personal y una adaptación continua a las nuevas tareas y procedimientos que estos implican.

En ocasiones lo anterior significa la participación activa de dispositivos móviles y/o tablets conectados a través de servidores y plataformas online, que haciendo uso de tecnologías de uso cada vez más habitual como los GPS o similar, ofrecen una infinidad de posibilidades realmente útiles y de aplicación en las diferentes fases del proyecto.



Para finalizar, y de acuerdo a las tendencias globales respecto a la exploración de hidrocarburos, se lleva a cabo el desarrollo de un caso práctico. En este se efectúa el diseño del plan logístico de un proyecto exploratorio offshore a partir de la realización de la correspondiente evaluación de recursos e infraestructuras logísticas. Este es la base en la cual se desarrolla el proyecto, se detallan y planifican las actividades logísticas, definiendo las formas en las que se van a brindar los servicios necesarios al proyecto.

Igualmente se lleva a cabo la valoración económica del apartado logístico del caso anterior, con el objetivo de analizar la importancia relativa de estas partidas en el global del proyecto. Así se tratará de poner de manifiesto la relevancia de una adecuada gestión logística, donde su optimización cobra cada vez más importancia y es perseguida por las organizaciones.

Así, a través del presente trabajo académico se puede obtener una visión panorámica de las implicaciones logísticas de un proyecto de gran complejidad, como es la realización de un pozo de exploración petrolífero. Se describen algunos de los muchos desafíos a los que se debe hacer frente y las posibilidades de las que se dispone para superarlos.

3. ESTADO DEL ARTE

3.1. PETRÓLEO

Para poder comprender el origen de los combustibles fósiles es necesario retroceder en el tiempo millones de años, cuando algas y plantas vivían en mares pocos profundos algunos de los cuales en la actualidad no existen. Después de morir y hundirse en el lecho marino, el material orgánico que estas formaban mezclado con otros sedimentos fue enterrado. Durante millones de años bajo condiciones de alta presión y elevada temperatura, los restos de estos organismos se fueron transformando en lo que hoy se conoce como combustibles fósiles. De esta forma, el carbón, el gas natural y el petróleo son todos combustibles fósiles formados en condiciones similares.

Hoy en día, el petróleo se encuentra en grandes yacimientos o reservorios subterráneos en los lugares en los que se encontraban aquellos antiguos mares. Así, se pueden encontrar yacimientos petrolíferos tanto en tierra (onshore) como en el fondo de los océanos (offshore). Para su extracción es necesario el empleo de grandes máquinas perforadoras.

El petróleo que se extrae de estos yacimientos, conocido como petróleo crudo, o sólo crudo, suele ser de color negro o marrón oscuro, sin embargo también pueden darse petróleos amarillentos, rojizos o incluso verdosos. Estas variaciones de color indican las distintas composiciones químicas del combustible fósil, determinado en gran medida por la materia prima a partir de la cual se formó. Por ejemplo, los petróleos con pocos metales o azufre, acostumbra a ser más liviano y en ocasiones casi transparente.

Materia prima para la fabricación de gasolinas y numerosos derivados, el petróleo es un producto fundamental en la vida diaria de la sociedad actual. Igualmente tras su procesado, forma parte de miles de artículos distintos, como pueden ser neumáticos, chalecos salvavidas, dispositivos electrónicos, medicinas, etc.

Uno de los principales usos del petróleo y sus derivados es su combustión para generar energía. Cuando esto sucede, como en el caso de las gasolinas, se liberan gases tóxicos y grandes cantidades de dióxido de carbono (CO_2), un gas de efecto invernadero (GEI). Estos gases tienen un efecto negativo en el medio ambiente, contribuyendo al aumento de la temperatura del planeta y acelerando el denominado cambio climático.

De esta forma, existen enormes cantidades de petróleo bajo la superficie terrestre, que aunque en la mayoría de los casos son indetectables a simple vista, pero que en ocasiones afloran en forma de burbujeantes pozos de alquitrán. Así el petróleo existe incluso muy por debajo de los pozos más profundos desarrollados para su extracción.

Sin embargo, tanto el petróleo, como el carbón o el gas natural, son fuentes de energía no renovables. Esto significa que al tardar millones de años en formarse, y extraerse y consumirse en un mucho menor margen de tiempo, no hay forma posible en la que este pueda ser reemplazado, suponiendo el agotamiento de este recurso y el fin de los suministros de petróleo. Por tanto y atendiendo a la fuerte dependencia social de este recurso, resulta fundamental encontrar alternativas al petróleo. Aspecto que será crucial en el panorama energético global y actual enfoque de numerosas industrias.



3.1.1. Formación y origen del petróleo

Como se ha adelantado en el apartado anterior, las condiciones y procesos geológicos que provocaron la formación del petróleo se dieron hace millones de años, cuando plantas, algas y seres vivos, como el plancton, fueron transportados a la deriva en zonas poco profundas de mares y océanos. Estos organismos al final de su ciclo de vida se hundieron y depositaron en el lecho marino. Esta materia orgánica fue enterrada de forma progresiva y aplastada bajo millones de toneladas de sedimentos e incluso más capas de estos restos orgánicos.

Con el paso del tiempo, los mares antiguos en los que se acumularon esta materia se secaron y en su lugar quedaron respectivas cuencas secas, denominadas cuencas sedimentarias. En las profundidades de la cuenca, el material orgánico fue comprimido en el interior de la corteza terrestre, alcanzo temperaturas y presiones elevadas debido a los millones de toneladas de roca y sedimentos que se encontraban sobre ellos. En estas condiciones prácticamente sin la presencia de oxígeno, la materia orgánica comenzó su descomposición dando lugar a una sustancia denominada kerógeno. [24]

Con más calor, tiempo y presión, el kerógeno sufrió un proceso llamado catagénesis, por el cual se llevó a cabo su transformación en hidrocarburos. Los hidrocarburos así entendidos son sustancias químicas compuestas por hidrógeno y carbono. Las diferentes combinaciones de calor y presión pueden crear diferentes tipos de hidrocarburos. Algunos ejemplos de estos se encuentran en el carbón, la turba o el gas natural.

Las cuencas sedimentarias donde se encontraban estos antiguos fondos marinos, son una de las principales fuentes de petróleo. En África por ejemplo, en la cuenca sedimentaria del delta del Níger, que comprende tierras de Nigeria, Camerún y Guinéa Ecuatorial, se han descubierto más de 500 yacimientos de petróleo, constituyendo uno de los yacimientos petrolíferos más productivos de África.

Sin embargo, a pesar de que se den los procesos anteriores, es necesario que se den las condiciones adecuadas para que el petróleo quede atrapado y se acumule en cantidades suficientes como para hacer viable su extracción. Estas características se dan en las trampas petrolíferas.

3.1.2. Trampas petrolíferas

Las trampas petrolíferas constituyen acumulaciones de cantidades económicamente significativas de petróleo y gas bajo tierra. Estas se deben a formaciones geológicas particulares, con el mismo nombre, que impiden la migración ascendente de hidrocarburos. [25]

No se trata de una estructura geológica única, si no que diferentes estructuras pueden actuar como trampas petrolíferas. En cualquier caso, estas se componen de cuatro partes fundamentales como son: la fuente, la trampa, el sello y una roca porosa-permeable que constituirá el yacimiento.

La fuente productora de hidrocarburos hace referencia a la materia orgánica depositada en conjunto con otros sedimentos, generalmente lutitas. Estos son menos densos que el agua, de forma que tratarán de migrar en sentido ascendente hasta llegar a la superficie o quedar atrapados.

Así, las trampas las forman cualquier condición física que detiene la migración ascendente del hidrocarburo. En general se encuentran tres tipos fundamentales de trampas petrolíferas:

- Trampas estructurales:

Su origen se encuentra en esfuerzos tectónicos, los cuales pueden ser formados por una falla o a un anticlinal, siendo estas últimas las más frecuentes. Otra posibilidad es su origen debido a un domo salino.

- Trampas estratigráficas:

Producidas por cambios en las propiedades de las diferentes capas del terreno. Una trampa estratigráfica se da por la falta de permeabilidad y porosidad de la misma roca que forma el yacimiento. Esta pérdida se da generalmente asociada a un cambio en el tipo de roca.

- Trampas combinadas:

Resulta habitual que la mayoría de los yacimientos de petróleo y/o gas, se den por una combinación de los distintos tipos de trampas petrolíferas. Así, tanto el aspecto estructural como los cambios estratigráficos en el conjunto de yacimiento pueden llevar a la acumulación de hidrocarburos.

De esta forma, siempre es necesaria la existencia de una estructura que atrape y que favorezca la acumulación del petróleo, evitando su dispersión o pérdida debido a la migración ascendente del mismo.

El sello, se refiere a la presencia de una roca impermeable que recubra la trampa, necesaria para la existencia de cualquier tipo de trampa. Esta roca impermeable puede encontrarse sobre la capa superior del yacimiento, como en el caso de un anticlinal.

Por último, el yacimiento es la unidad física subterránea, limitada, que mediante interconexiones hidráulicas (porosidad y permeabilidad) es capaz de contener fluidos.

Estos yacimientos subterráneos deben en primer lugar ser porosos, disponer de un volumen de huecos suficiente en su interior, el cual permita la presencia de fluidos como el petróleo. Y en segundo lugar debe ser permeable, los poros anteriores deben estar conectados entre ellos y de esta forma que sean posibles los movimientos de fluidos en su interior.

Además de estas características, porosidad y permeabilidad, se pueden distinguir otros aspectos como la resistividad o diferentes niveles energéticos y/o mecanismos de producción que posibilitan la movilización de los fluidos. Igualmente los fluidos presentes como hidrocarburos (petróleo y/o gas) y agua principalmente, también cuentan con unas características y propiedades que facilitan su distinción y estudio.

En definitiva todos estos factores definen las posibilidades de explotación y aprovechamiento del recurso subterráneo, en base a los cuales se diseñará la forma de explotación óptima.

A continuación se entrará más en detalle en los diferentes tipos de trampas petrolíferas que se pueden encontrar.



3.1.2.1. Tipos de trampas petrolíferas

Como se ha comentado de forma breve anteriormente, existen diferentes tipos de trampas petrolíferas, las cuales se pueden clasificar de forma general en tres tipos: estructurales, estratigráficas y combinadas. A estos tres tipos y de acuerdo a la tabla mostrada a continuación se puede añadir un tipo adicional de menor entidad, las hidrodinámicas.

Tabla 3.1. Tipos de trampas petrolíferas y sus causas. Fuente: Portal del Petróleo [25]

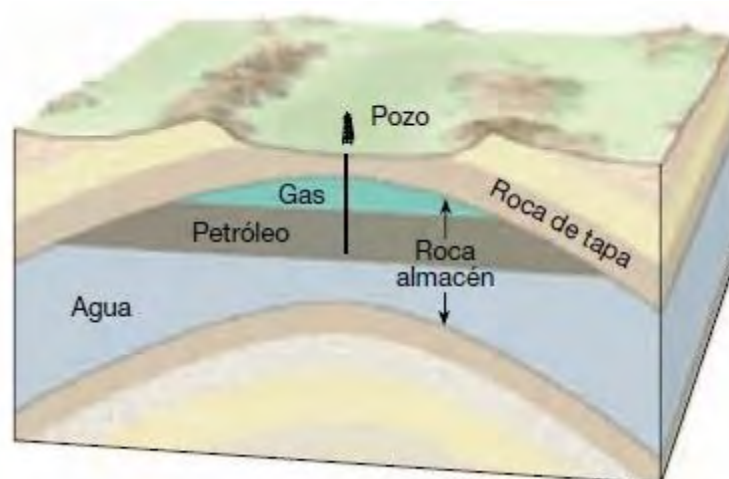
Tipo de trampa	Subtipo	Causas
Estructurales	Pliegues por compresión	Procesos tectónicos
	Pliegues por compactación	Deposicional/Procesos tectónicos
	Diapiros	Procesos tectónicos
	Fallas	Procesos tectónicos
Estratigráficas	-	Morfología deposicional o diagénesis
Hidrodinámicas	-	Flujo de agua
Combinadas	-	Por combinación de las anteriores

- Trampas estructurales:

Este primer tipo de trampas petrolíferas se tratan de estructuras geológicas formadas principalmente por procesos tectónicos.

Entre ellas podemos distinguir inicialmente las trampas por pliegue, las cuales pueden darse por efecto de compresiones causadas en la corteza terrestre o debido a la compactación diferencial de sedimentos.

Las primeras, también denominadas trampas anticlinadas o anticlinales se deben a la compresión de la corteza terrestre y con frecuencia se asocian a depresiones geosinclinales, normalmente relacionadas con márgenes continentales activos y/o límites de placas tectónicas. A continuación se muestra un esquema de una posible trampa anticlinal tipo:



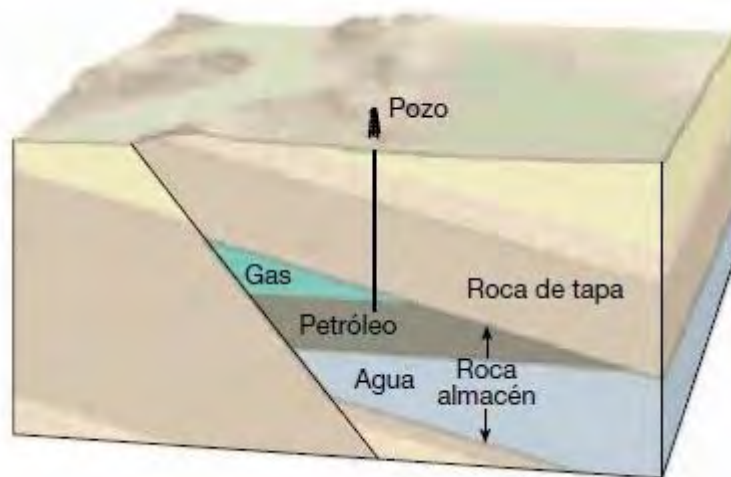
Cuadro 3.1. Trampa anticlinal. Fuente: Portal del Petróleo [25]

En segundo lugar los pliegues por compactación tienen lugar en aquellos casos donde se tienen tensiones verticales asociadas a procesos de divergencia de placas, dando lugar a la formación de cuencas sedimentarias.

La principal diferencia entre los pliegues por compresión y los ocasionados por la compactación es que los primeros se forman con posterioridad a la sedimentación, por lo que la porosidad del reservorio está más relacionada con los procesos deposicionales que a la propia estructura. Igualmente estos pliegues pueden presentar porosidad por fractura.

En muchos casos otro factor que juega un papel fundamental en la creación de trampas petrolíferas lo constituyen las fallas. Para su formación resultan fundamentales tanto los materiales, como el tamaño del salto de falla. En este sentido son más propensas a formar el sello las rocas plásticas que las frágiles.

En la figura siguiente se representa una trampa petrolífera asociada a un salto o falla.



Cuadro 3.2. Trampa por falla. Fuente: Portal del Petróleo [25]

Por último en esta categoría, se encuentran los diapiros. Estos son producidos por el movimiento ascendente de sedimentos menos densos, como pueden ser sales o arcillas. A medida que los diferentes sedimentos son enterrados y compactados, van aumentando su densidad, hasta que se alcanza una profundidad en la que estos son más densos que la sal (en torno a los $2,16 \text{ g/cm}^3$). En ese momento la sal tiende a fluir hacia la superficie, desplazando a los materiales más densos.

De esta forma se producen formaciones geológicas, susceptibles de convertirse en trampas petrolíferas, como se muestra en la siguiente figura:



Cuadro 3.3. Trampa asociada a un diapiro salino. Fuente: Portal del Petróleo [25]



- Trampas estratigráficas:

El principal elemento que provoca la creación de este tipo de trampas son variaciones en la estratigrafía, litología o ambas, de la roca reservorio. Estas pueden ser cambios de facie, variaciones en la porosidad o permeabilidad, etc.

Son habitualmente más difíciles de localizar debido a que no son fácilmente identificables mediante información sísmica y los procesos que las originan son más complejos que los de las trampas estructurales. Un posible ejemplo se muestra a continuación:

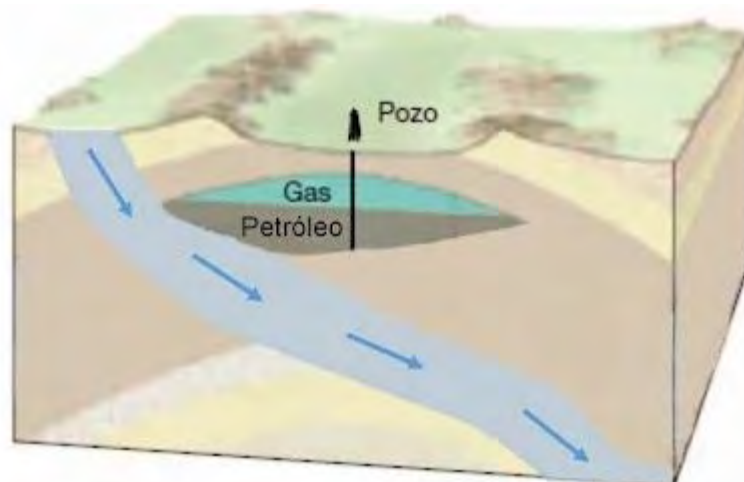


Cuadro 3.4. Trampa estratigráfica. Fuente: Portal del Petróleo [25]

- Trampas hidrodinámicas:

En este tipo de trampas, el movimiento descendente del agua imposibilita el movimiento ascendente del petróleo o del gas. Son muy poco frecuentes de forma individual, pero forman parte de un gran número de yacimientos en conjunto con otras tipologías (trampas combinadas).

A continuación se muestra una trampa exclusivamente hidrodinámica, cuya aparición es realmente rara:



Cuadro 3.5. Trampa hidrodinámica. Fuente: Portal del Petróleo [25]

Así, de forma global se estima que de los grandes yacimientos petrolíferos, que conforman las reservas mundiales de petróleo, el 75% de ellos se den en trampas petrolíferas de tipo anticlinal. Con un 1% de estas trampas relacionadas directamente con fallas y un 2% a diapiros o domos salinos. [25]

Mientras que por su parte, únicamente 13% tienen lugar en trampas petrolíferas estratigráficas, y un 9% se debe a trampas combinadas. [25]

Tabla 3.2. Ocurrencia de los distintos tipos de trampas petrolíferas. Fuente: Portal del Petróleo [25]

Tipo de trampa	Ocurrencia
Anticlinal	75%
Estratigráfica	13%
Combinada	9%
Diapiros	2%
Fallas	1%

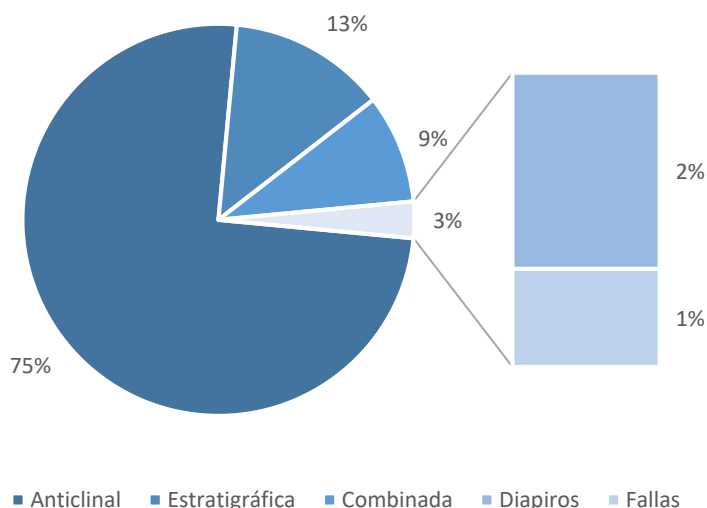


Gráfico 3.1. Ocurrencia de los diferentes tipos de trampas petrolíferas. Fuente: Portal del Petróleo [25]

3.1.3. Química y clasificaciones del petróleo

3.1.3.1. Composición química del petróleo crudo

La gasolina que utiliza la sociedad como combustible para sus vehículos, las telas sintéticas que con frecuencia se encuentran en la ropa, zapatos, en los dispositivos tecnológicos presentes en el día a día de cualquier individuo, así como los millones de productos derivados del petróleo se presentan de forma uniforme y estable. Sin embargo, el petróleo crudo a partir del cual se producen dista bastante de tener estas mismas características.

De esta forma, el petróleo crudo se compone principalmente de hidrocarburos, básicamente hidrogeno (en torno a un 13%) y carbono (cerca del 85%). Otros elementos variables se pueden encontrar en diferentes cantidades, como es el caso del nitrógeno (aprox. 0,5%), azufre (aprox. 0,5%), oxígeno (aprox. 1%) y metales como hierro, níquel y cobre (menos de un 0,1%). [24]



Tabla 3.3. Composición aproximada del petróleo crudo.

Composición petróleo	
Carbono	85%
Hidrógeno	13%
Oxígeno	1%
Nitrógeno	0,5%
Azufre	0,5%
Metales	0,1%

La forma en la que se organizan las moléculas en el hidrocarburo depende en gran medida de la composición original de las algas, plantas o plancton que dieron lugar al petróleo con el paso del tiempo. La otra variable que controla este proceso es la cantidad de calor y presión a las que se vieron sometidas esta materia orgánica, aspectos que influyen en las variaciones que se encuentran en los hidrocarburos y el petróleo crudo.

Debido a estas variaciones, el petróleo crudo que se bombea desde el subsuelo puede estar formado por cientos de compuestos de petróleo diferentes. Así, los aceites ligeros pueden contener hasta un 97% de hidrocarburos, mientras que los aceites más pesados o betunes pueden contener solo en torno a un 50% de hidrocarburos y mayores cantidades de otros elementos. Motivo por el cual resulta fundamental refinar el petróleo crudo para poder producir compuestos útiles. [24]

3.1.3.2. Clasificaciones del petróleo crudo

El petróleo se puede clasificar de forma general en base a tres clasificaciones distintas: en base a la ubicación geográfica donde fue perforado y extraído, en base a su contenido en azufre y/o su gravedad API, siendo esta última una medida de densidad.

- Clasificación geográfica:

Aunque el petróleo se perfora y produce en prácticamente todas las regiones del mundo, existen, como veremos más adelante, tres fuentes principales de petróleo crudo, que sirven como bases de referencias y en torno a los cuales se clasifican y fijan el precio del resto de derivados del petróleo: Brent Crude, West Texas Intermediate, Dubái y Omán.

El Brent Crude, o petróleo o crudo Brent, es una mezcla proveniente de 15 campos petrolíferos diferentes localizados entre Escocia y Noruega en el Mar del Norte. Estos campos abastecen de petróleo a la mayor parte de Europa.

El West Texas Intermediate (WTI) es un petróleo más ligero que se produce principalmente en el estado de Texas (EE.UU.). Se trata de un petróleo dulce y ligero, considerado de muy alta calidad, con el cual se abastece a gran parte de América del Norte.

Por último, el petróleo crudo de Dubái, también conocido como Fateh o crudo de Dubái-Omán, es un petróleo ligero y ácido, que se produce en Dubái, parte de los Emiratos Árabes Unidos. Al que recientemente se ha sumado a producir petróleo su vecino Omán. Los crudos de Dubái y Omán se utilizan como punto de referencia para fijar el precio de los petróleos del Golfo Pérsico que se exportan principalmente a Asia.

La OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries), en castellano OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) es otra fuente importante de petróleo. La cotización de referencia de la OPEP emplea el precio promedio del petróleo de sus doce países miembros: Argelia, Angola, Ecuador, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

- Clasificación en base al contenido de azufre:

El azufre es considerado una impureza en el petróleo. Esto se debe a que puede llegar a corroer el metal en el proceso de refinado y contribuir a la contaminación del aire en su combustión.

Así, el petróleo con más del 0,5% de azufre se denomina “ácido”, mientras que el petróleo con menos del 0,5% de azufre es “dulce”.

Por estos motivos, el aceite dulce suele ser mucho más valioso que el ácido, requiere una menor refinación y resulta menos dañino para el medio ambiente.

- Clasificación por densidades (gravedad API):

El American Petroleum Institute (API) es una asociación comercial para empresas de las industrias del petróleo y el gas natural. La API entre otras funciones, ha establecido sistemas estandarizados de normas para diferentes productos relacionados con el petróleo y el gas, como pueden ser medidores, bombas y maquinaria de perforación. Igualmente ha establecido también varias unidades de medida, como es el caso de la “unidad API” (“API unit”), la cual mide la radiación gamma en un pozo.

La gravedad API (API gravity) es una medida de la densidad del petróleo líquido en comparación con el agua. Si la gravedad API del petróleo es superior a 10, este es “ligero” y flota sobre el agua. Si la gravedad API de un petróleo es inferior a 10, este será “pesado” y se hundirá en el agua.

Así, se prefieren petróleos ligeros debido a su mayor contenido en hidrocarburos. Mientras que los petróleos más pesados, por lo general, contienen mayores cantidades de metales, azufre y requieren un mayor refinado.

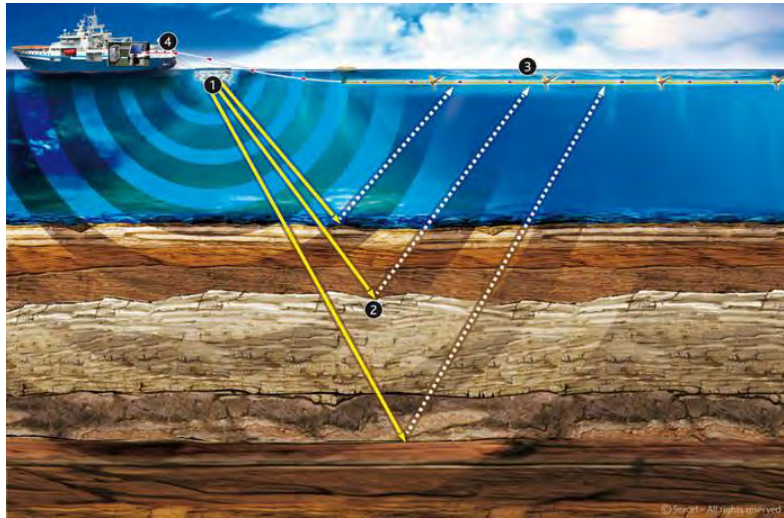
3.1.4. Reservas de petróleo

Como se ha mencionado anteriormente, el petróleo se encuentra en bolsas o cavidades subterráneas denominadas comúnmente reservorios. Debido a las altas presiones presentes en las profundidades de la corteza terrestre, el petróleo se va filtrando hacia la superficie, donde esta presión es menor. De esta forma, el petróleo continuará ascendiendo hasta que se encuentre con una capa de roca impermeable. De esta forma si se dan las características señaladas previamente, se llevará a cabo su acumulación en las denominadas trampas petrolíferas, dando lugar a depósitos o yacimientos que se pueden encontrar varios cientos de metros debajo de la superficie.

Así, geólogos, químicos e ingenieros tratan de buscar y localizar estas estructuras geológicas que pueden dar lugar a acumulaciones de petróleo. Una de las técnicas más empleadas para lograr este objetivo es la llamada reflexión sísmica o sismología mediante reflexión. Durante este proceso, mediante una pequeña explosión, se generan las ondas sonoras que viajan bajo tierra y que rebotan en los diferentes tipos de rocas antes de regresar a la superficie. Mediante sensores ubicados de forma estratégica, es



posible interpretar las ondas generadas, permitiendo el diseño geológico subterráneo y con ello determinar la posible existencia de un yacimiento de petróleo.



Cuadro 3.6. Reflexión sísmica. Fuente: Ingenieros Geofísicos

La cantidad de petróleo existente en un depósito se mide generalmente en barriles o toneladas. Un barril de petróleo equivale a unos 42 galones (aproximadamente 159 litros). Esta medida es comúnmente utilizada por los productores de petróleo americanos, mientras que en Europa y Asia suele emplearse la tonelada métrica. En función de los diferentes tipos de petróleo, sus diferentes densidades y la cantidad de impurezas que contengan, una tonelada equivale a entre 6 u 8 barriles de petróleo.

En estos yacimientos, con frecuencia se encuentra el petróleo crudo en conjunto con el denominado gas natural. En el pasado, este era quemado o liberado directamente a la atmosfera, pero el desarrollo tecnológico ha permitido su captación y aprovechamiento. Las características y posibilidades de este gas, se analizarán en apartados posteriores.

3.1.5. Extracción de petróleo

Aunque en algunos lugares es posible encontrar petróleo en la superficie terrestre, como puede ser en Arabia Saudita o Irak, dónde la porosidad de la roca permite que el petróleo se filtre hasta la superficie formando pequeños estanques, la mayor parte del petróleo se encuentra atrapado bajo tierra.

La cantidad total de petróleo que compone el yacimiento se denomina de forma general oil-in-place y no toda ella resulta aprovechable. Muchos de los líquidos derivados del petróleo que forman el oil-in-place no son extraíbles, debido a que su perforación puede ser difícil y costosa o incluso peligrosa.

Así la parte del oil-in-place que se puede extraer y refinar constituye las reservas de petróleo de ese reservorio. En este sentido, y aunque existen otras clasificaciones diferentes, las reservas de petróleo acostumbran a clasificarse en base a tres tipos diferentes:

- Reservas probadas:

Son la cantidad de petróleo que mediante el análisis de datos geológicos e ingenieriles, pueden ser estimadas con una certeza razonable, y que serán recuperables comercialmente con una probabilidad del 90%.

- Reservas probables:

Constituyen las reservas no probadas que el análisis de los datos anteriores sugieren que son menos ciertas que las probadas. En términos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del 50% de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá la suma de las reservas probadas y probables estimadas.

- Reservas posibles:

Son las reservas no probadas que el análisis de los datos disponibles sugieren que son menos posibles a ser recuperadas que las reservas probables. Igualmente en términos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del 10% de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables y posibles.

En general la decisión de invertir en operaciones de perforación complejas se toma en base a las reservas probadas de petróleo de un determinado yacimiento.

El proceso fundamental para alcanzar estos recursos atrapados bajo la superficie por tanto lo constituye la perforación. Esta, en función de su objetivo, puede ser de desarrollo, exploratoria o direccional.

Así, la perforación en un área donde ya se han encontrado reservas de petróleo, se denomina perforación de desarrollo y en ella se incluyen la realización de nuevos pozos así como la aplicación de diferentes tecnologías de extracción.

En segundo lugar, la perforación en aquellas zonas en las que hasta el momento no se han descubierto reservas se llama perforación exploratoria. También denominada “wildcat”, se trata de una operación y negocio arriesgado, con una tasa de fallo bastante elevada. Sin embargo, las recompensas potenciales de la extracción del petróleo atraen a numerosos inversores.

La perforación direccional por su parte, implica la perforación vertical hasta una fuente de petróleo conocida para luego girar y poder acceder a recursos adicionales.

Estos recursos subterráneos pueden ser localizados alternativamente tanto en tierra, como en el fondo marino, las características de una y otra operación justifican el empleo de maquinaria y técnicas notablemente diferentes. En el caso terrestre el equipo principal lo forma la torre de perforación o drilling rig, mientras que en alta mar es necesario el empleo de plataformas de perforación.

A continuación se analizan algunas de las características principales de estos equipos:

3.1.5.1. Torres de perforación (onshore)

En la actualidad la mayor parte de los pozos de perforación terrestres utilizan torres de perforación rotativas apoyadas por aire comprimido, capaces de operar las 24 horas diarias. En este proceso, los diferentes motores empleados, son los encargados de accionar los equipos rotativos de perforación como es el caso de las brocas de perforación o triconos. Por lo general se tratan de herramientas de corte fabricadas en acero, con insertos de tungsteno especiales para cortar la roca. Los diámetros empleados pueden llegar hasta los 36 centímetros (14 pulgadas), adaptándose a las necesidades de cada caso.



La perforación se realiza a medida que la broca gira y corta la roca, desprendiendo pequeños fragmentos de roca. Estos, mediante un potente flujo de aire que circula por el interior de la sarta de perforación y llega al fondo del pozo por la parte inferior del tricono, son extraídos a la superficie donde pueden ser analizados obteniendo en cada caso valiosa información.

Cuando la perforación alcanza el petróleo, debido a la diferencia de presiones, parte del mismo se eleva naturalmente hacia la superficie, pasando de un estado de alta presión a otro de baja presión. Esta liberación de energía puede resultar en un escape (reventón o blowout) expulsando petróleo hacia el cielo decenas de metros, una de las imágenes más famosas a la vez que dramáticas de la exploración petrolífera. Debido también a su peligrosidad se disponen de dispositivos de prevención encargados de redistribuir la presión y detener el escape.

A partir de ese momento y con la situación bajo control, mediante el empleo de bombas se logra extraer el petróleo del interior de la Tierra. La mayoría de las torres de perforación tienen dos tipos de bombas, unas para la extracción de los lodos, o fluidos de perforación y otras para el petróleo o gas natural. El tipo de bomba a utilizar en cada caso dependerá de las características de la explotación, la calidad, el tipo de depósito, etc.

Uno de los sistemas de bombeo más empleado en el ámbito del petróleo, lo forman las denominadas bombas de extracción pumpjack o bomba de varilla. En ellas un mecanismo de biela-manivela convierte el movimiento rotatorio del motor en un movimiento alternativo vertical que mueve la varilla de la bomba y produce el movimiento de cabeceo característico. La producción de la bomba depende en gran medida de su tamaño, generalmente entre 5 y 40 litros de mezcla de crudo y agua por movimiento.



Cuadro 3.7. Sistema de bombeo tipo pumpjack. Fuente: Foro Nuclear

Este tipo de yacimientos pueden llegar a producir petróleo durante unos de 30 años, aunque algunos concretos llegan a funcionar durante muchas más décadas.

Incluso después del bombeo, la gran mayoría del petróleo (hasta un 90%) puede permanecer atrapado en el subsuelo, por lo que es necesario emplear otros métodos para su extracción. Estos son conocidos como métodos de recuperación secundaria.

En la década de 1870, los productores de petróleo de Pensilvania notaron que en los pozos de petróleo abandonados se terminaba acumulando agua de lluvia y agua subterránea. El peso de esta agua obligaba al petróleo a fluir hacia la superficie retomando la producción en este y aumentando la de los pozos cercanos. De forma que una tendencia inicial supuso la inundación intencionada de los pozos, como método para extraer más petróleo.

En la actualidad, el método de recuperación secundaria más común en la actualidad es la impulsión por gas. Durante este proceso, se perfora intencionalmente un pozo más profundo que el propio depósito de petróleo. Se busca que el pozo más profundo alcance una bolsa de gas natural, de forma que al elevarse empuje al petróleo fuera de su trampa.

3.1.5.2. Plataformas de perforación (offshore)

La perforación en alta mar (offshore) es una operación mucho más compleja y costosa que la llevada a cabo en tierra. Por lo general, se utilizan las mismas técnicas de perforación que en tierra, con la diferencia de que se requiere el empleo de estructuras capaces de soportar la fuerza de los océanos, especialmente durante tormentas

Las plataformas de perforación offshore son una de las estructuras artificiales más grandes y complejas del mundo. Es habitual que además de los propios equipos necesarios para las operaciones de perforación incluyan desde opciones de alojamiento del personal, a instalaciones para el atraque de barcos y/o pistas de aterrizaje para helicópteros.

Las posibilidades tecnológicas disponibles incluyen tanto plataformas que se encuentren ancladas al fondo marino mientras flotan, como otras estructuras rígidas que se fijan al fondo del océano, mar o lago, mediante patas de hormigón o acero.

Como ejemplo de este tipo de instalaciones, la plataforma Hibernia, localizada a 315 kilómetros (196 millas) de la costa este de Canadá, en pleno Océano Atlántico Norte, es una de las plataformas petrolíferas más grandes del mundo. En ella trabajan más de 70 personas, en rotaciones de 21 días. La plataforma tiene 111 metros de altura (364 pies) y se encuentra anclada al fondo marino. La plataforma puede almacenar hasta 1,3 millones de barriles de petróleo, pesando en total 1,2 millones de toneladas. [24]



Cuadro 3.8. Plataforma Hibernia. Fuente: Scoopnest



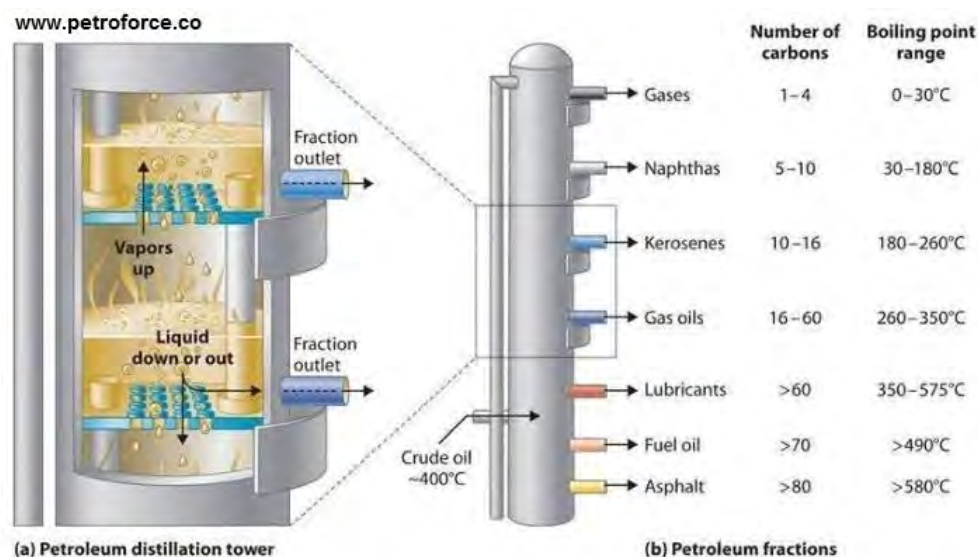
La complejidad de este tipo de operaciones es proporcional a los desastres que pueden causar en caso de fallo o avería. Pueden ocasionarse muy importantes desastres ambientales en caso de problemas con el equipo de perforación, pudiendo suponer derrames de petróleo, que a cientos de metros de profundidad resultan complicados y lentos de reparar. Millones de barriles de petróleo se pueden verter al mar antes de conseguir sellar el pozo.

3.1.6. Refino del petróleo

La refinación del petróleo es el proceso de convertir el petróleo crudo en productos más útiles como pueden ser combustibles o asfaltos.

El petróleo crudo es extraído con impurezas, que pueden ir desde arena hasta azufre, y por lo tanto deben separarse. Este proceso se lleva a cabo mediante su calentamiento en torres o columnas de fraccionamiento con bandejas y sistemas de extracción a diferentes temperaturas.

Los hidrocarburos y los metales del petróleo tienen diferentes temperaturas de ebullición, de forma que cuando este se calienta, los vapores de los diferentes elementos se elevan a diferentes niveles de la torre antes de condensarse nuevamente en un líquido y ser extraído en su bandeja correspondiente.



Cuadro 3.9. Esquema columna de fraccionamiento. Fuente: Petro Force

De esta forma, el propano, queroseno y otros componentes se condensan en diferentes niveles de la torre y pueden ser separados y recolectados de forma individual. Una vez se ha logrado esta separación, se transportan mediante tuberías, buques y camiones a diferentes lugares para ser utilizados directamente o para ser procesados de forma posterior.

Así, la refinación del petróleo se lleva a cabo en grandes complejos industriales denominados refinerías, usualmente ubicados lejos de los principales lugares de producción, pero con unas claras connotaciones estratégicas en términos de accesibilidad, tanto para dar entrada a materias primas, como para dar salida a sus productos.



Cuadro 3.10. Refinería. Fuente: El CEO

3.2. GAS NATURAL

El gas natural constituye una fuente de energía fósil formada en las profundidades de la superficie terrestre. Está formado por la mezcla de diferentes compuestos, cuyo componente principal es el metano (CH_4), formado por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Además de este, contiene pequeñas cantidades de líquidos de gas natural (LGN) y otros gases que no son hidrocarburos, como pueden ser el dióxido de carbono o el vapor de agua.

Debido a su elevado poder calorífico, el gas natural es empleado como combustible, así como para fabricación de diferentes materiales y productos químicos.

En sus inicios el gas natural aparecía de forma conjunta en los yacimientos de petróleo, sin embargo debido a las escasas capacidades tecnológicas, este era quemado o liberado directamente a la atmósfera. Hoy en día los avances tecnológicos han posibilitado su aprovechamiento, dotando al gas natural de múltiples aplicaciones en diferentes campos industriales y domésticos.

3.2.1. Formación y composición del gas natural

Al igual que el petróleo el gas natural se formó hace millones de años y durante largos periodos de tiempo a partir de restos de algas, plantas y animales que quedaron atrapados bajo la superficie terrestre, en conjunto con otros materiales como arenas o limos. Con el tiempo, y bajo condiciones de presión y temperatura elevadas estos materiales ricos en carbono e hidrógeno dieron lugar al carbón, al petróleo y al gas natural.

De esta forma y a partir del mismo proceso que dio lugar a la formación del petróleo, el gas natural puede clasificarse en dos grupos distintos:

- Gas asociado: Extraído junto con el petróleo, contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como el etano, propano, butano y naftas.
- Gas no asociado: Se extrae de forma independiente al petróleo crudo, ya que en este tipo de depósitos no se encuentra petróleo.



De esta forma, y al igual que en el caso de los petróleos las composiciones del gas natural difieren en función del yacimiento, pudiendo observar notables diferencias entre los tipos anteriores:

Tabla 3.4. Composición gas natural. Fuente: Gas Natural

Composición gas natural			
Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH ₄	95-98%	60-80%
Etano	C ₂ H ₆	1-3%	10-20%
Propano	C ₃ H ₈	0,5-1%	5-12%
Butano	C ₄ H ₁₀	0,2-0,5%	2-5%
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,2-0,5%	1-3%
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8%	0-8%
Nitrógeno	N ₂	0-5%	0-5%
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5%	0-5%
Otros	A, He, Ne, Xe	Trazas	Trazas

En algunos yacimientos, el gas natural ha sido desplazado hacia grandes grietas y espacios entre capas de rocas, de esta forma el gas natural que se encuentra en este tipo de formaciones se denomina gas natural convencional. En otros casos, el gas natural se encuentra atrapado en pequeños poros dentro de formaciones de pizarra, arenisca u otros tipos de rocas sedimentarias, en este caso se denomina gas de esquisto (shale gas) o gas natural no convencional.

Estos yacimientos o acumulaciones de gas natural, al igual que los yacimientos petrolíferos, se pueden encontrar tanto en alta mar, en el fondo del océano, como en como en tierra.

3.2.2. Exploración y producción de gas natural

La exploración o búsqueda inicial de gas natural comienza de forma similar a en el caso del petróleo, con equipos de geólogos estudiando estructuras y procesos terrestres. Su objetivo es identificar y localizar formaciones geológicas susceptibles de formar depósitos de gas natural.

Este tipo de actividades suelen apoyarse en estudios sísmicos, indicados para encontrar las localizaciones adecuadas en las que llevar a cabo los primeros pozos exploratorios. Así, los levantamientos sísmicos crean, miden y analizan ondas sísmicas durante su viaje por el terreno para obtener información sobre la geología y las diferentes formaciones rocosas. En tierra pueden llevarse a cabo mediante el empleo de camiones específicos denominados camiones golpeadores o thumper trucks, los cuales cuentan con una plataforma vibratoria que golpea el suelo para crear ondas sísmicas en la roca subyacente. También mediante el empleo de pequeñas cantidades de explosivos. Mientras que en alta mar es necesario el empleo de otro tipo de técnicas como la creación de explosiones que produzcan ondas que posibiliten la exploración de la geología de los fondos marinos.



Cuadro 3.11. Thumper truck o camión golpeador. Fuente: Oilfield Basics

En función de los resultados de los diferentes estudios sísmicos, se puede llegar a la identificación de una localización potencial para la producción de gas en la que llevar a cabo un pozo exploratorio. Los resultados obtenidos en este pozo de prueba proporcionarán información valiosa sobre la calidad y cantidad de gas disponible, debiendo a continuación valorar la idoneidad o no de su explotación.

En el caso de que los resultados de las pruebas anteriores muestren que la formación geológica contiene reservas suficientes de gas natural para que su producción sea rentable, se lleva a cabo la perforación de uno o más pozos de producción o desarrollo. Este tipo de perforaciones suele realizarse tanto de forma vertical como horizontal, en función de la formación geológica que contenga el gas.

Este, en los depósitos de gas natural denominados como convencionales generalmente fluye fácilmente de manera natural a través de los pozos hacia la superficie, sin embargo la existencia de otras tipologías de yacimientos hace necesario el empleo de técnicas distintas para su aprovechamiento.

Por ejemplo, en países como Estados Unidos, la producción de gas natural se centra en formaciones rocosas sedimentarias tipo esquisto, a través del proceso denominado fractura hidráulica o fracturación hidráulica, también conocida como fracking o producción de gas no convencional. Esta se realiza mediante el bombeo a alta presión de agua, productos químicos y arenas, buscando fragmentar y romper la formación y así liberar el gas natural para que pueda fluir hacia la superficie a través de los pozos realizados.

Tras su extracción, en la parte superior de los pozos, se dispone de una infraestructura formada por tuberías de recolección, depósitos de almacenamiento y sistemas de bombeo a través de los cuales se envía a las plantas de procesamiento de gas natural.

3.2.3. Procesamiento y cadena de valor de gas natural

Una de las principales particularidades de este procesamiento de gas tiene que ver con su carácter incoloro, inodoro e insípido de forma natural. Por motivos de seguridad las compañías de gas agregan mercaptanos al gas para darle un olor distintivo y desagradable para ayudar a detectar fugas en tuberías, siendo esta una sustancia inofensiva que de forma coloquial, huele a huevos podridos.



De forma general el gas natural producido en pozos petrolíferos o exclusivos de gas se denomina gas natural húmedo, debido a que además de metano contiene los denominados líquidos de gas natural (LGN) como son el etano, propano, butano y pentano, además de vapor de agua. Otros elementos compuestos, no hidrocarburos, presentes con frecuencia en el gas natural son el azufre, helio, nitrógeno o dióxido de carbono, los cuales en gran medida deben eliminarse antes de ser vendido y consumido.

Tras su extracción en el pozo, el gas natural por lo general se envía a plantas de procesamiento donde se eliminan del gas el vapor de agua y los compuestos que no son hidrocarburos, además se separan de este los LGN, hidrocarburos aprovechables que se comercializan por separado. Tras esta separación se obtiene el denominado gas natural seco, de calidad suficiente para llevar a cabo su distribución y consumo.

Habitualmente, el gas natural se envía a los diferentes puntos de almacenamiento mediante el empleo de tuberías, hasta el momento en que vaya a llevarse a cabo su utilización.

En pozos petrolíferos donde no se dispone de gasoductos para llevar a cabo el transporte del gas natural asociado, este puede ser reinyectado en el yacimiento, ser quemado o liberado directamente a la atmósfera. Sin embargo, la reinyección de este gas natural no comercializable puede ayudar a mantener la presión en el interior del pozo, favoreciendo la recuperación de petróleo.

El desarrollo tecnológico, en cuanto a procesos de soldadura de tuberías, permitiendo el trabajo a presiones más elevadas y la optimización de operaciones de licuefacción entre otras, han motivado su creciente aprovechamiento, permitiendo el empleo de un recurso con unas características muy interesantes.

La licuefacción del gas natural se logra mediante su enfriamiento. Para ello, el gas natural tratado se debe enfriar aproximadamente hasta los $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, temperatura a la cual su componente principal, el metano, pasa a estado líquido. Se trata de un proceso similar al de refrigeración común, se comprimen los gases refrigerantes produciendo líquidos fríos, tales como el propano, etano, metano, nitrógeno o mezcla de ellos, que posteriormente se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural. De esta forma el gas natural se enfría hasta el punto en que se convierte en un líquido. Una vez en estado líquido el gas natural, se somete a un proceso de expansión con extracción de trabajo que permite su almacenamiento a presión atmosférica. Así, el gas natural licuado, GNL, producido se almacena en tanques especiales para ser luego transferido a buques tanque especiales destinados a su transporte.

En la actualidad existe una tendencia creciente hacia la construcción de plantas flotantes de licuefacción, de forma que puedan ser empleadas y aprovechadas en pozos offshore remotos.

Debido a los procesos anteriores, resulta posible almacenar el gas natural licuado a temperaturas de $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ y presión atmosférica, en tanques criogénicos especialmente diseñados para soportar bajas temperaturas. Un tanque tipo de GNL consiste en un depósito de doble pared, una primera externa de hormigón armado recubierta de acero al carbono, y una segunda pared interna de acero niquelado. La importancia y peligrosidad de estas instalaciones justifica su complejo diseño y las medidas de

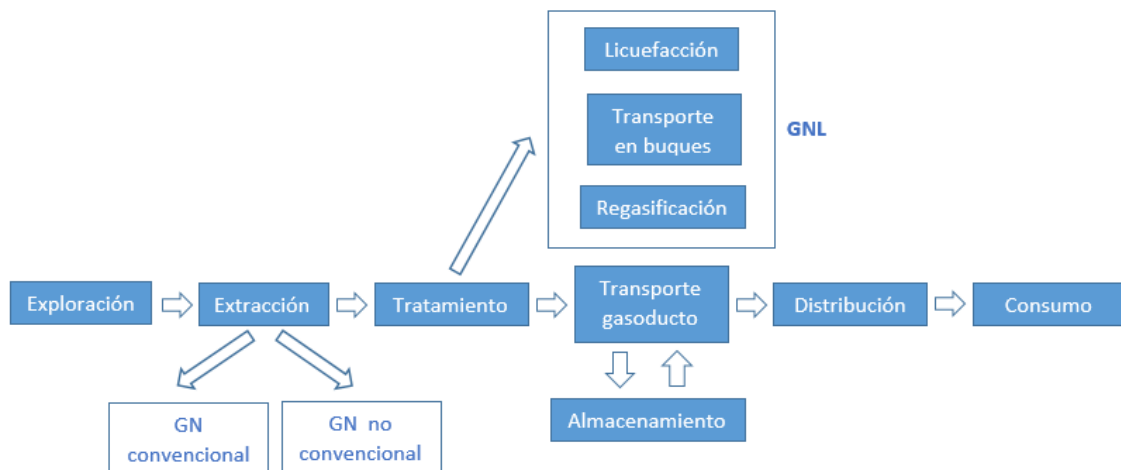
seguridad y resistencia empleadas en su construcción, siendo diseñados para soportar terremotos y otros fenómenos meteorológicos adversos.



Cuadro 3.12. Tanques de GNL. Fuente: Industria Química

De esta forma, la cadena de valor del gas natural, podría resumirse en: [27]

- Extracción y tratamiento del gas natural.
- Licuefacción y transporte en forma de gas natural licuado (GNL).
- Regasificación y transporte en forma de gas a través de gasoductos.
- Almacenamiento.
- Distribución a los puntos de consumo.



Cuadro 3.13. Cadena de valor del gas natural. Fuente: Energía y Sociedad

3.3. PETRÓLEO Y GAS EN EL PLANETA

3.3.1. Reservas mundiales de petróleo

El petróleo constituye una de las fuentes principales de energía del planeta y, como tal, es considerada la materia prima más importante en el comercio exterior. Los diferentes tipos de petróleo que se pueden encontrar y sus características, como puede ser la densidad, viscosidad, etc., determinan en gran medida la complejidad de las operaciones y el coste asociado a su extracción. De esta forma la gran mayoría de las reservas venezolanas y canadienses, primer y tercer país en el ranking mundial de




























reservas de petróleo respectivamente, se tratan de reservas no convencionales, cuya extracción resulta mucho más costosas que la del segundo clasificado, Arabia Saudí, cuyo crudo es “convencional”.

El ranking presentado en este apartado se encuentra en constante evolución gracias al descubrimiento de nuevos yacimientos, grandes inversiones en investigación y a la aplicación de nuevas técnicas de explotación.

Sin embargo, como se analiza más adelante, Venezuela, primer país en cuanto a reservas de petróleo, es el décimo productor mundial de petróleo, lo que elimina cualquier relación directa entre volumen de reservas y nivel de producción.

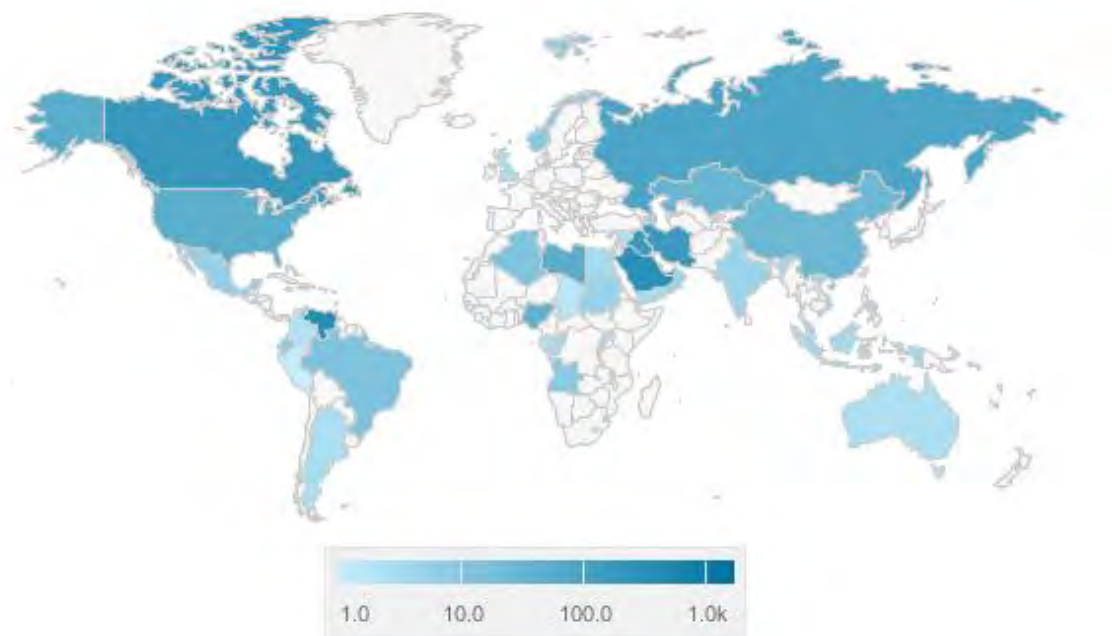
En la tabla a continuación se muestran los 25 países con mayores reservas de petróleo del mundo en 2020 y las reservas globales de acuerdo a la U.S. Energy Information Administration: [29]

Tabla 3.5. Reservas probadas mundiales por país (2020). Fuente: EIA

Clasif.	País	Bandera	Reservas probadas (millones de barriles)
-	Mundo	-	1.662.000
1	Venezuela		303.000
2	Arabia Saudí		267.000
3	Canadá		170.000
4	Irán		156.000
5	Irak		145.000
6	Kuwait		102.000
7	Emiratos Árabes Unidos		98.000
8	Rusia		80.000
9	Libia		48.000
10	Estados Unidos		47.000
11	Nigeria		37.000
12	Kazajistán		30.000
13	China		26.000
14	Catar		25.000
15	Brasil		13.000
16	Argelia		12.000
17	Ecuador		8.300
18	Angola		8.200
19	Noruega		8.200
20	Azerbaiyán		7.000
21	México		5.800
22	Omán		5.400
23	Sudán		5.000
24	India		4.400
25	Vietnam		4.400

Así, se puede observar como el top 10, los diez países con más reservas de petróleo del mundo poseen más del 85% (1.416.000 millones de barriles) de las reservas mundiales estimadas (1.662.000 millones de barriles).

A continuación se muestra un mapa en el que puede observarse de forma más visual cómo se encuentran repartidas las reservas mundiales de petróleo en el planeta.



Cuadro 3.14. Reservas probadas mundiales por país, 2020 (billion bbl). Fuente: EIA

3.3.2. Producción mundial de petróleo

La industria del petróleo es uno de los sectores industriales más vigilados y controlados, en gran medida debido a su marcado carácter de volatilidad. De igual forma que cualquier otro mercado, el factor determinante y el cual controla el precio del petróleo es la relación entre la oferta y la demanda. [30]

Así los factores que afectan a la oferta y en definitiva al precio del petróleo incluyen diferentes aspectos como pueden ser las decisiones de producción de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). La OPEP a través del establecimiento de cuotas de producción para sus países miembros, trata de regular la oferta y así controlar el precio del petróleo. Otros posibles factores que influyen en la oferta de petróleo son posibles problemas geopolíticos o las propias condiciones climáticas.











Por su parte, los aspectos o factores que influyen en la demanda de petróleo pueden ser desde la dependencia mundial del petróleo, el precio del dólar estadounidense o diferentes rendimientos económicos.

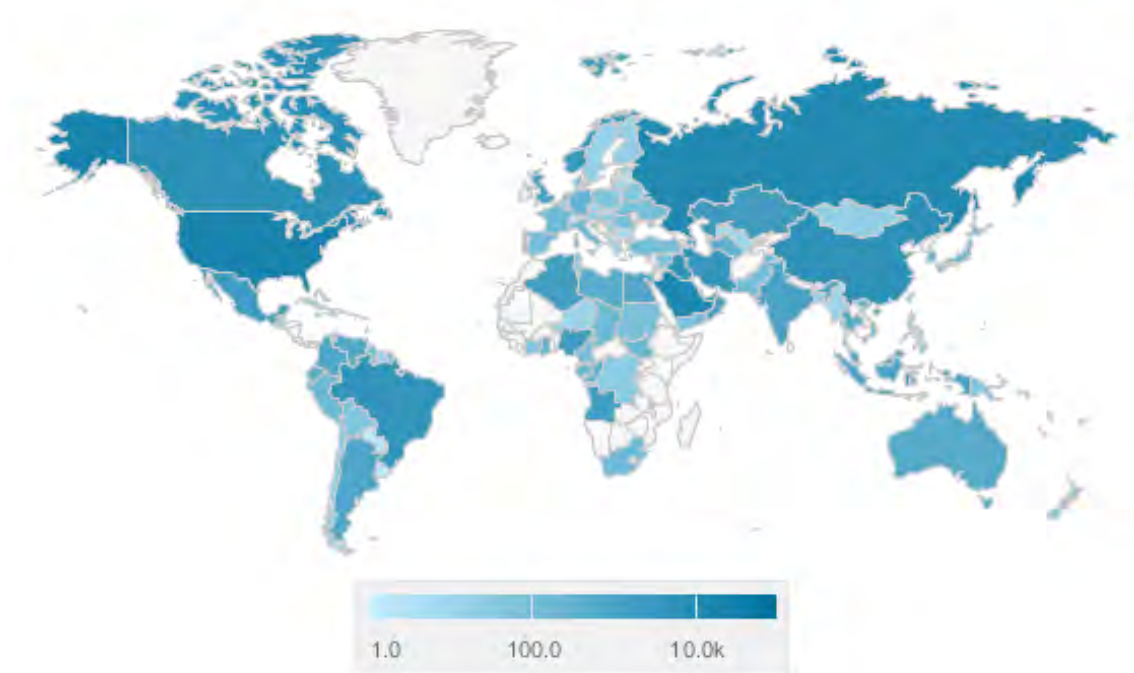
Al igual que en el caso de las reservas, la producción de petróleo mundial se encuentra concentrada de forma principal en un pequeño número de países. Aunque difieren ligeramente de los que más reservas de petróleo poseen, los 10 países con mayor producción de petróleo, producen más del 70% del petróleo mundial. El cual se destina principalmente a la fabricación de combustibles para el transporte y/o industria, producción de lubricantes, plásticos y productos farmacéuticos entre otros.



A continuación, a partir de los datos ofrecidos por la Administración de Información Energética de EE.UU. (U.S. Energy Information Administration) se muestran las producciones de los 10 principales países productores de petróleo a nivel mundial y su participación en el total del planeta en el año 2020: [29]

Tabla 3.6. Producción mundial de petróleo (2020). Fuente: EIA

Clasif.	País	Bandera	Producción (millones de barriles al día)	% Mundial
-	Mundo	-	94,21	-
1	Estados Unidos		18,60	20%
2	Arabia Saudí		10,82	11%
3	Rusia		10,50	11%
4	Canadá		5,27	6%
5	China		4,93	5%
6	Irak		4,16	4%
7	Brasil		3,79	4%
8	Emiratos Árabes Unidos		3,78	4%
9	Irán		3,01	3%
10	Kuwait		2,75	3%
-	Top 10	-	67,61	71%



Cuadro 3.15. Producción mundial de petróleo, 2020 (million bbl/d). Fuente: EIA

Analizando brevemente el caso de los primeros cinco países de la lista anterior:

- Estados Unidos:

Además de constituir como se verá continuación el mayor consumidor de petróleo del mundo, Estados Unidos constituye el principal país productor de petróleo a nivel mundial desde el año 2012. Produce petróleo en 32 de los 50 estados que conforman

su territorio, así como en los mares que rodean sus costas, siendo la mayor parte (41%) extraída en Texas.

Uno de los principales motivos por los cuales Estados Unidos se encuentra a la cabeza de esta lista es por tratarse del primer país en adoptar nuevos métodos de extracción, más allá de los considerados como tradicionales. Entre ellos la perforación horizontal o dirigida, permitiendo un mayor acceso y aprovechamiento de los yacimientos petrolíferos. De esta forma la producción de petróleo estadounidense continua creciendo, aumentando entre 2018 y 2019 en torno a un 9%. [30]

- Arabia Saudí:

En segundo lugar, y primero hasta que fue adelantada por Estados Unidos, Arabia Saudí constituye la segunda potencia en cuanto a producción de petróleo en el mundo.

Segundo país con más reservas de petróleo del planeta, cuenta con más de 80 yacimientos repartidos en su territorio, sin embargo la mitad de sus reservas se concentran en sólo ocho enormes campos. Entre los que se encuentra Ghawar, considerado el mayor yacimiento terrestre, con unas reservas de 70.000 millones de barriles, y Safaniya, el mayor yacimiento marino, con reservas de 19.000 millones de barriles respectivamente. A modo de referencia, de forma exclusiva en el yacimiento Ghawar, se producen aproximadamente unos 5 millones de barriles al día (5 mbbbl/d), más de tres veces el consumo de España. [31]

- Rusia:

Situado en tercer lugar en el ranking mundial, Rusia constituye otro de los grandes productores/consumidores de petróleo a nivel mundial. Sus principales recursos de petróleo se encuentran localizados en la región de la siberiana occidental, y principalmente en los campos petroleros Priobskoye y Smotlor. [30]

Las condiciones climáticas en estas regiones del planeta hacen de las operaciones petrolíferas rusas, unas de las más actividades duras y complejas del mundo. Siendo necesarias de forma habitual tecnologías y personal especializado para poder llevar a cabo las operaciones de forma segura y eficaz.



Cuadro 3.16. Plataforma de exploración offshore rusa. Fuente: Offshore Engineer



- Canadá:

Tras un lento ascenso en la lista de productores mundiales de petróleo, Canadá se encuentra en el cuarto lugar en cuanto a nivel de producción. A pesar de encontrarse en tercer lugar en cuanto a reservas, la gran mayoría de sus recursos se tratan de recursos no convencionales, como pueden ser las arenas petrolíferas o arenas bituminosas, en torno al 96%. Esto, y a pesar de que Canadá dispone de acceso a tecnologías e inversiones que buscan revertir este aspecto, supone unos costes significativamente superiores a los del resto de sus competidores. [30]

- China:

El gigante asiático es considerado el quinto mayor productor de petróleo a nivel mundial y el segundo mayor consumidor de este valioso recurso. La gran mayoría del petróleo chino, se extrae en las regiones noreste y centro-norte. De acuerdo a las tendencias actuales el crecimiento de la producción China se ha visto ligeramente frenado. Sin embargo, con los niveles de producción y consumo actuales, el país cuenta con reservas probadas suficientes para los próximos 5 años. [30]

3.3.3. Consumo mundial de petróleo

Las aplicaciones y usos del petróleo se encuentran presentes prácticamente en cualquier aspecto del día a día de la sociedad actual, llegando a ser su consumo imprescindible para entender la vida al ritmo actual. Sus principales usos, entre otros, incluyen su empleo como combustible doméstico e industrial, como carburante y lubricante y como materia prima básica en la industria petroquímica.

Esta última es una de las aplicaciones más importantes del petróleo. Cerca del 60% de los productos químicos disponibles en el mercado y el 80% del sector orgánico proceden de la industria petroquímica. Tanto abonos, como plásticos, anticongelantes, detergentes, colorantes, disolventes o explosivos, son productos obtenidos a partir del petróleo.











Así, el petróleo juega un papel fundamental por un lado en el campo de los suministros energéticos y por otro en la industria química, siendo estos dos de los pilares que soportan el desarrollo de la vida moderna.

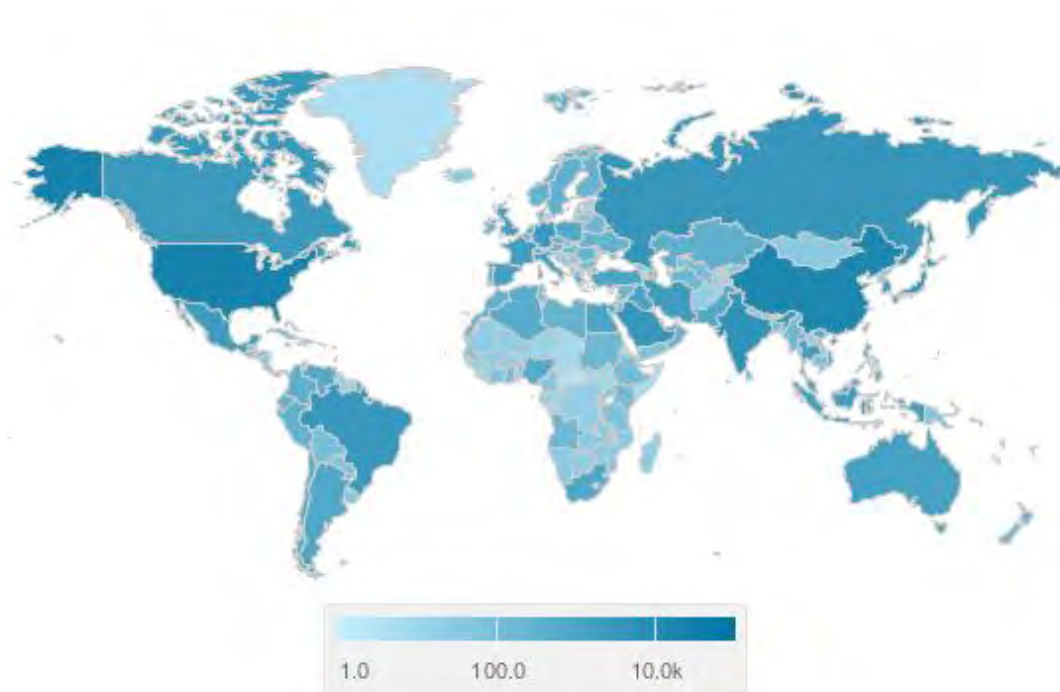


Cuadro 3.17. Planta petroquímica. Fuente: AMIQ

De forma similar a los apartados anteriores, a continuación se presentan los datos del consumo de petróleo mundial y de los diez principales países que encabezan dicha clasificación. Datos obtenidos de nuevo de la Administración de Información Energética de EE.UU. (U.S. Energy Information Administration). [29]

Tabla 3.7. Producción mundial de petróleo (2018). Fuente: EIA

Clasif.	País	Bandera	Consumo (millones de barriles al día)	% Mundial
-	Mundo	-	100,05	-
1	Estados Unidos		20,51	20%
2	China		13,89	14%
3	India		4,77	5%
4	Japón		3,79	4%
5	Rusia		3,56	4%
6	Arabia Saudí		3,08	3%
7	Brasil		3,06	3%
8	Corea del Sur		2,57	3%
9	Canadá		2,53	3%
10	Alemania		2,33	2%
-	Top 10	-	60,09	60%



Cuadro 3.18. Producción mundial de petróleo, 2018 (million bbl/d). Fuente: EIA

Estados Unidos y China constituyen los principales consumidores de petróleo en el mundo, llevándose cerca de un 35% del consumo mundial. Distan bastante del resto de sus competidores, llegando a cubrir los diez primeros países en cuanto consumo mundial de petróleo el 60% del consumo global.

Estas grandes diferencias vienen gobernadas por el marcado carácter industrial y productivo de ambos países, así como las políticas medioambientales que gobiernan ambas naciones. Frente a unas tendencias a la baja en prácticamente la totalidad del planeta debido a preocupaciones medioambientales y leyes que buscan la reducción del consumo de petróleo y las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas, estos países parecen encontrarse en ocasiones al margen de estas corrientes.




























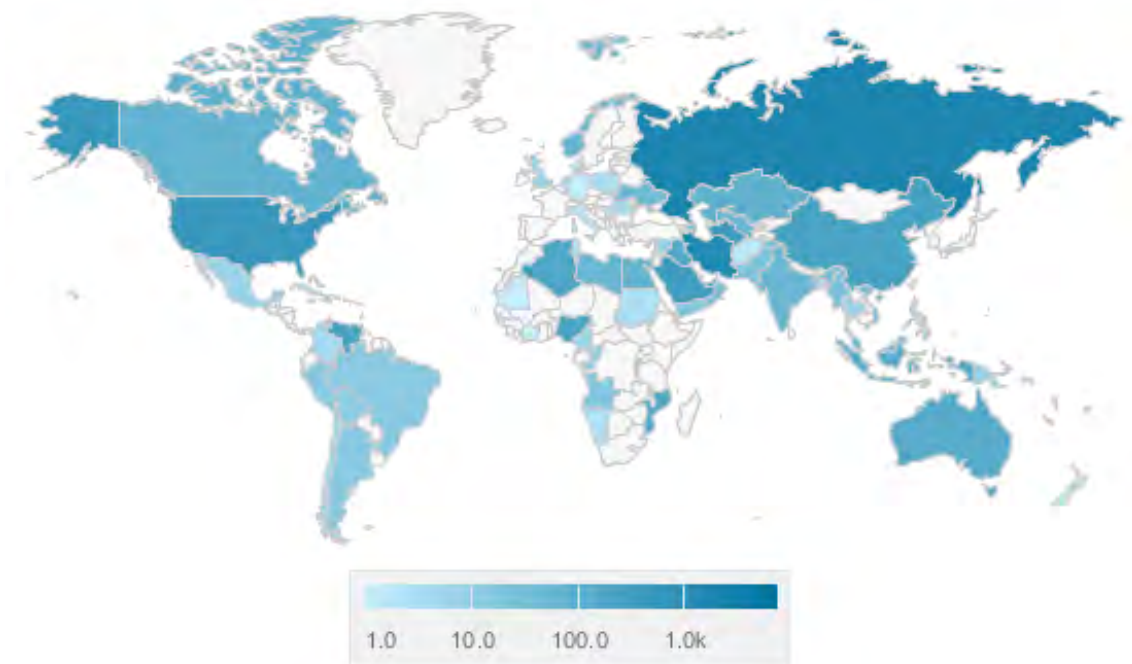
3.3.4. Reservas mundiales de gas natural

El gas natural constituye una de las fuentes de energía de carácter no renovable más importante del planeta. De origen fósil, se trata de una mezcla de diferentes gases con un elevado poder calorífico, cuyas características y versatilidad han potenciado en gran medida su aprovechamiento. Este se encuentra en yacimientos subterráneos, con frecuencia asociado a depósitos de petróleo aunque también puede encontrarse de forma independiente.

A continuación, a partir de los datos ofrecidos por la Administración de Información Energética de EE.UU. (U.S. Energy Information Administration) se muestran las reservas probadas de gas natural de los 25 principales países a nivel mundial en el año 2020: [29]

Tabla 3.8. Reservas mundiales de gas natural seco (2020). Fuente: EIA

Clasif.	País	Bandera	Reservas probadas (tcf, trillion cubic feet)
-	Mundo	-	7.257
1	Rusia		1.688
2	Irán		1.197
3	Catar		843
4	Estados Unidos		465
5	Turkmenistán		350
6	Arabia Saudí		320
7	China		223
8	Emiratos Árabes Unidos		215
9	Venezuela		200
10	Nigeria		200
11	Argelia		159
12	Irak		132
13	Australia		113
14	Mozambique		100
15	Indonesia		96
16	Kazajistán		85
17	Canadá		71
18	Uzbekistán		65
19	Egipto		63
20	Kuwait		63
21	Noruega		57
22	Libia		53
23	Azerbaiyán		50
24	India		47
25	Malasia		42



Cuadro 3.19. Reservas mundiales de gas natural seco, 2020 (tcf). Fuente: EIA

En la actualidad se estiman unas reservas de gas natural seco, gas natural sin condensados o hidrocarburos líquidos, en el mundo de 7.257 trillones de pies cúbicos (tcf, trillion cubic feet). De estas, cerca del 80% de las reservas probadas mundiales de gas natural se encuentran concentradas únicamente en 10 países. Dónde Rusia se encuentra a la cabeza, con aproximadamente un cuarto (23%) de las reservas totales de gas natural del planeta seguido de Irán y Catar con un 16% y 12% respectivamente.

Así, Rusia dispone de las mayores reservas de gas natural del planeta (1.688 tcf), liderando de forma considerada este ranking desde casi una década. La mayor parte de sus reservas se encuentran en la región de Siberia, con sus tres principales yacimientos (Yamburg, Urengoy y Medvezh'ye) sumando en torno al 45% del total. [32]

Irán, en segundo lugar en cuanto a cantidad de reservas de gas natural a nivel mundial, contaba en 2020 con unas reservas estimadas de gas natural de 1.197 tcf. Permaneciendo la mayoría de estas sin desarrollar, entre otros motivos, debido a diferentes sanciones internacionales.

En torno al 60% de sus reservas se encuentran en alta mar, llegando al 80% el número de yacimientos de gas no asociados al petróleo. El mayor yacimiento de gas iraní explotado hasta el momento se trata de South Pars, suponiendo este el 27% de las reservas de gas natural probadas del país. [32]

Por último, en tercer lugar se sitúa Catar, con unas reservas de gas natural probadas de 843 tcf. Estas representan el 12% de las reservas mundiales de petróleo y sirven para posicionar a Catar como el mayor proveedor de GNL, gas natural licuado, del mundo. La gran mayoría de estas reservas se encuentran en el considerado mayor yacimiento de gas no asociado del mundo, y principal fuente de producción de gas de Catar, el yacimiento North Field.













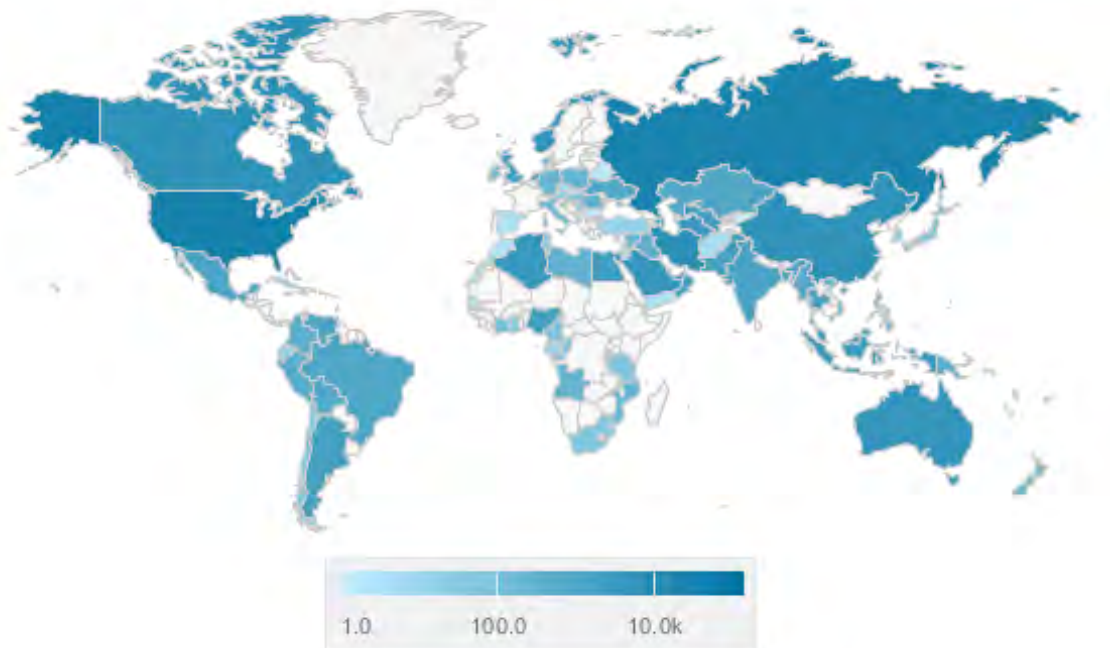
3.3.5. Producción mundial de gas natural

La producción mundial de gas natural sigue un patrón ligeramente diferente, pero en líneas generales a la cabeza se encuentran los mismos protagonistas, situándose Estados Unidos, Rusia e Irán en las tres primeras posiciones del ranking de producción mundial. Estos ocupaban las posiciones 4, 1 y 2 respectivamente en cuanto a reservas mundiales de gas natural.

De forma global, en el año 2018 la producción global de gas natural alcanzó las 137.785 bcf, billion cubic feet, encontrándose el 70% de esta concentrada únicamente en 10 países. A continuación se muestran las producciones de gas natural de los principales países productores del mundo, así como su participación al total del planeta: [29]

Tabla 3.9. Producción mundial de gas natural seco (2018). Fuente: EIA

Clasif.	País	Bandera	Producción (bcf, billion cubic feet)	% Mundial
-	Mundo	-	137.785	-
1	Estados Unidos		30.774	22%
2	Rusia		23.576	17%
3	Irán		7.912	6%
4	Canadá		6.485	5%
5	Catar		5.843	4%
6	China		5.839	4%
7	Australia		4.325	3%
8	Noruega		4.290	3%
9	Arabia Saudí		3.928	3%
10	Argelia		3.335	2%
-	Top 10	-	96.307	70%



Cuadro 3.20. Producción mundial de gas natural seco, 2020 (bcf). Fuente: EIA

Actualmente, Estados Unidos, a pesar de ser el cuarto país en cuanto a nivel de reservas de gas natural, constituye el mayor productor de gas natural del planeta, con 30.774 bcf en 2018, un 22% del total. El país cuenta con una extensa red de gasoductos destinada al transporte de gas natural en su territorio, que alcanza los 490.850 kilómetros. [32]

Los mayores estados americanos productores de gas natural son Texas y Pensilvania, cuya producción se debe principalmente al empleo de técnicas no convencionales como son la perforación horizontal o la fractura hidráulica. Igualmente algunas de las grandes empresas energéticas estadounidenses como ExxonMobil, Chevron o ConocoPhillips se tratan de algunas de las principales productoras de gas natural del planeta. [33]

Rusia, primer país en cuanto a reservas mundiales de gas natural, se sitúa en segundo lugar respecto a producción, con 23.567 bcf en 2018, el 17% del total del planeta. Siendo la compañía de petróleo y gas estatal Gazprom la más importante, representando el 80% de la producción total del país y controlando el 65% de las reservas rusas. [32]

Irán en tercer lugar, al igual que en cuanto a reservas, ha producido en 2018 un 6% del gas natural del planeta (7.912 bcf). Siendo de forma general la National Iranian Oil Company (NIOC) la encargada de gestionar el desarrollo y producción de los recursos de gas natural del país.

3.3.6. Consumo mundial de gas natural

Tras analizar las reservas mundiales de gas natural y la producción del mismo, en último lugar se trata su consumo.

Debido a su elevado poder calorífico, así como a su seguridad y la comodidad de su empleo, el gas natural es ampliamente utilizado tanto a nivel del hogar, comercio, industria e incluso en el transporte. Este ofrece una amplia variedad de usos con elevados rendimientos, entre los cuales se pueden destacar: [34]

- Calefacción
- Agua caliente sanitaria (ACS)
- Cocina
- Climatización
- Aplicaciones industriales
- Generación eléctrica
- Transporte











Siendo el consumo industrial y la generación eléctrica los principales demandantes de gas natural, estas dos complejas actividades determinarán en gran medida el rumbo del consumo mundial de gas natural.

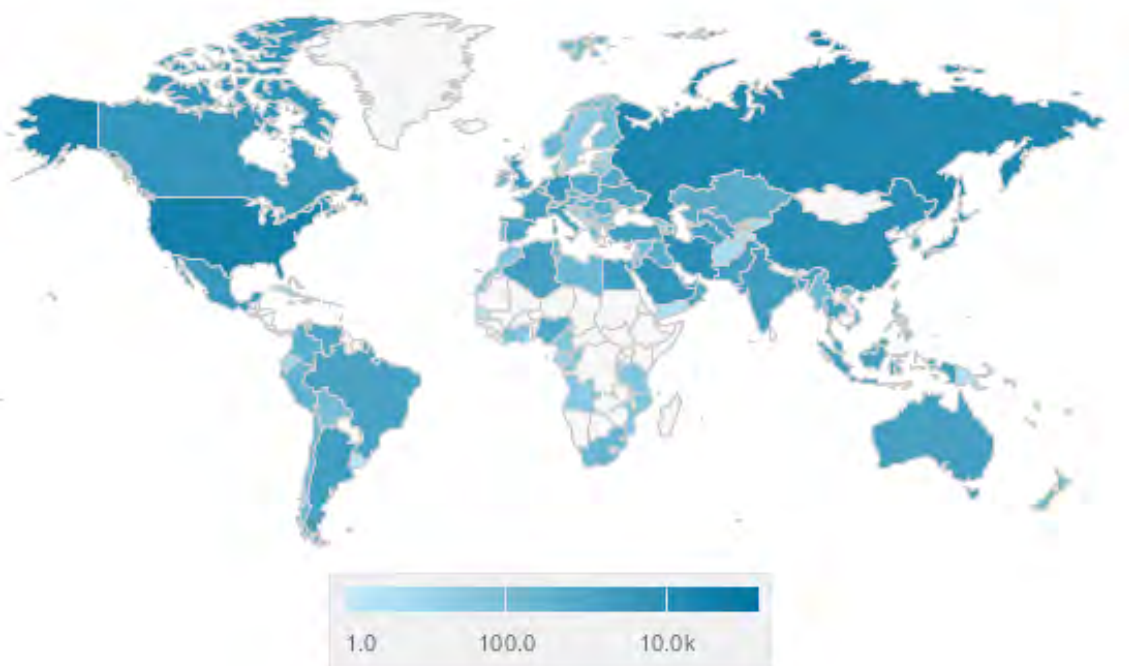
Así, en el año 2018, se consumieron 138.322 bcf, quedando concentrada en 10 países más del 60% del consumo mundial. Estados Unidos, Rusia y China, debido a su carácter industrial y a su elevada utilización de gas natural para la generación eléctrica encabezan el ranking de países consumidores de este recurso no renovable con un 22%, 13% y 7% respectivamente.

A continuación se muestran los datos del consumo mundial de gas natural, así como de los 10 principales países consumidores en 2018: [29]



Tabla 3.10. Consumo mundial de gas natural seco (2018). Fuente: EIA

Clasif.	País	Bandera	Producción (bcf, billion cubic feet)	% Mundial
-	Mundo	-	138.322	-
1	Estados Unidos		30.139	22%
2	Rusia		17.329	13%
3	China		9.896	7%
4	Irán		7.362	5%
5	Canadá		4.410	3%
6	Arabia Saudí		3.928	3%
7	Japón		3.803	3%
8	Alemania		3.286	2%
9	México		2.933	2%
10	Reino Unido		2.819	2%
-	Top 10	-	85.905	62%



Cuadro 3.21. Consumo mundial de gas natural seco, 2018 (bcf). Fuente: EIA

3.3.7. Petróleo y gas natural en España

En la actualidad, tanto el consumo de petróleo como el de gas en España se suplen casi en su totalidad mediante importaciones. España consume diariamente en torno a 1,1 millones de barriles de petróleo y 72,5 millones de metros cúbicos de gas natural, lo que supone anualmente un gasto de 40.000 millones de euros. Así, la producción nacional de petróleo se limita a unos 220 barriles diarios de yacimientos situados al campo Casablanca, situados en el Mar Mediterráneo y otra pequeña cantidad en el campo Viura, localizado en La Rioja. [35]



Cuadro 3.22. Plataforma Casablanca. Fuente: Fernando Díaz Villanueva

El yacimiento de Ayoluengo en Burgos, desde 1964 a 2017 ha constituido el único campo petrolífero con carácter comercial en tierra en España, una singularidad en el conjunto del territorio español.

Sin embargo, la región más productiva en este sentido la constituye el mar Mediterráneo, sobre la plataforma continental del delta del Ebro, lugar en el que a comienzos de los 70 se realizaron los primeros descubrimientos de petróleo. Allí, se ha llevado a cabo desde entonces la producción de cerca de 255 millones de barriles. En 2009 se llevó a cabo la perforación de dos nuevos pozos en el campo Casablanca, las cuales revitalizaron la producción del mismo pero, durante los últimos años la producción ha continuado disminuyendo forzando últimamente su abandono. [35]

Así, Repsol, operadora de la plataforma, ha anunciado recientemente que dejara de explotar los pozos petrolíferos de la plataforma Casablanca, ubicada a 44 kilómetros mar adentro frente a la costa del delta del Ebro, a mediados de junio de 2021. Los motivos que han llevado al fin de las operaciones, son la citada disminución de la productividad sumada a los efectos de la transformación energética global. [36]

En cuanto a gas natural, la producción de gas nacional se sitúa en unos 146.000 metros cúbicos diarios, los cuales provienen de pequeños campos de gas en la cuenca del Guadalquivir y principalmente del campo de gas y condensado Viura en la cuenca del Ebro (139.000 m³/día). Además de estas zonas existen otros pequeños campos en los que se ha producido gas, pero que actualmente se consideran agotados. [35]

Aunque la red gasística española se encuentra fuertemente desarrollada en lo relativo a distribución, la fuerte dependencia de la demanda externa hace necesario garantizar unas cantidades mínimas de gas para cubrir posibles incidencias o periodos de escasez. Así, se ha llevado a cabo la reconversión de antiguos campos de gas ya agotados en almacenes subterráneos de gas, con un marcado carácter estratégico. Se dispone de esta forma de almacenes en los antiguos campos de gas de Gaviota en el Mar Cantábrico, Serrablo en los Pirineos y Poseidón en el Golfo de Cádiz. Adicionalmente se ha construido un almacén geológico de gas en Yela, Guadalajara. Sin embargo, existen otros proyectos fallidos asociados a este tipo de técnicas como el proyecto Castor, en la costa de Tarragona, suspendido por la aparición de diversos sismos asociados a la inyección de gas. [35]

Desde la entrada en vigor, el 22 de mayo de 2021, de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, y de acuerdo con su artículo 9, no se pueden



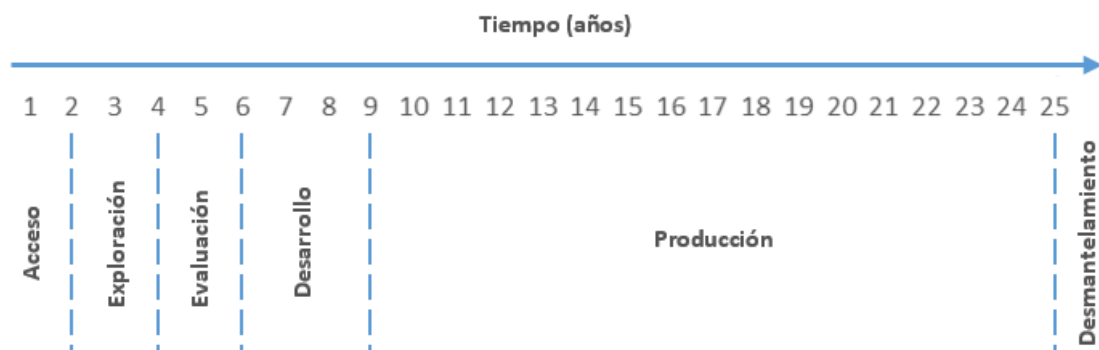
otorgar en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos, regulados al amparo de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y del Real Decreto-ley 16/2017, de 17 de noviembre, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino. [37]

3.4. EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS

3.4.1. Ciclo de vida de un proyecto petrolífero

En los próximos apartados se llevará a cabo el análisis y descripción de las principales fases que componen el ciclo de vida de un proyecto petrolífero. De forma general, estas se pueden dividir en:

- Obtención de acceso al recurso
- Exploración
- Evaluación
- Desarrollo
- Producción
- Desmantelamiento



Cuadro 3.23. Fases de un proyecto petrolífero. Fuente: [38]

3.4.1.1. Obtención de acceso al recurso

El primer paso que emprenderá una empresa petrolera para iniciar la exploración y producción de hidrocarburos consiste en decidir que regiones del mundo resultan de interés. Esto implica la evaluación de diferentes aspectos técnicos, políticos, económicos, sociales e incluso ambientales de las regiones a considerar. Los aspectos técnicos, entre otros, tratarán la valoración del cantidad potencial de hidrocarburos que puede ser encontrada y producida en la región, siendo necesarios estudios exploratorios a través de informaciones y datos previos, ya disponibles, o mediante estudios específicos, igualmente se deberán valorar los desafíos técnicos a los que se deberá hacer frente para llevar a cabo la exploración y producción de hidrocarburos, como puede ser la operación en alta mar. [38]

Las consideraciones políticas y económicas deben analizar aspectos como la estabilidad política y de gobierno, el potencial de nacionalización de la industria del petróleo y gas del país, la estabilidad fiscal y los niveles de impuestos, las restricciones a la repatriación de beneficios, la seguridad del personal, los costos locales, la inflación o las previsiones de

los diferentes tipos de cambio. De forma adicional, se deben prever posibles problemas o contratiempos originados de una mala relación o no reconocimiento del gobierno local, por parte del gobierno de origen de la empresa o de los accionistas.

A nivel social, deberán valorarse posibles amenazas de desorden civil, la disponibilidad de mano de obra local cualificada y las posibilidades de formación local, así como el grado de esfuerzo que se requerirá para establecer una presencia local e involucrar de forma positiva a los pueblos indígenas.

También se deberá atender a las precauciones necesarias para proteger el medio ambiente de posibles daños durante las operaciones, así como cualquier legislación local específica.

Finalmente, a través de un análisis de la competencia se valorará si la empresa dispone de alguna ventaja competitiva. Puede darse que una presencia previa en el país en otras áreas de negocio como el refino o distribución downstream y la experiencia en estas pueda aprovecharse.

Así, cerca del 90% de las reservas mundiales de petróleo y gas pertenecen y son operadas por las denominadas Compañías Petroleras Nacionales (NOC, National Oil Companies), como Saudi Aramco (Arabia Saudí), Petronas (Malasia) o Pemex (México). De forma que para que una empresa petrolera independiente participe directamente en las actividades de exploración, desarrollo y producción en un país, primero debe desarrollar un acuerdo con el gobierno nacional, a menudo representado por una NOC.

La invitación a participar en las actividades de exploración, desarrollo y producción puede anunciarse públicamente, en forma de ronda de concesión de licencias, o alternativamente acordar de forma privada con la NOC los términos del acuerdo de participación.

Con el fin de alcanzar una posición ventajosa en este proceso, es habitual que las compañías petroleras se esfuercen por comprender las condiciones locales del país, a menudo estableciendo pequeñas presencias locales a través de las cuales establecer relaciones con diferentes representantes claves del gobierno, en distintos departamentos de interés, como pueden ser los encargados de asuntos medioambientales, petróleo y gas o las propias autoridades locales.

El conocimiento y comprensión de las condiciones locales y los requisitos del país, así como las relaciones establecidas, pueden resultar en un acuerdo directo para la participación en el sector de los hidrocarburos del país, o al menos la obtención de una posición ventajosa previa a una ronda de licitación pública. La inversión a realizar durante esta primera fase puede llegar a ser considerable, especialmente en términos de tiempo y trabajo por parte de representantes, ya que puede llegar a llevar incluso décadas sentar las bases de la relación entre la compañía y el país, antes de poder ver resultados tangibles.

3.4.1.2. Exploración

Durante más de un siglo, ingenieros, geólogos y especialistas, se han dedicado activamente a la búsqueda de hidrocarburos por todo el planeta. En este tiempo se han llevado a cabo importantes descubrimientos en diferentes partes del mundo. Sin embargo, es cada vez más probable que no se encuentren nuevos grandes campos petrolíferos, debido a que la gran mayoría de los mismos ya haya sido descubierta, y que



los hallazgos del futuro probablemente consistan en campos de mayor complejidad y menor tamaño. Esto se confirma especialmente en áreas maduras en las que se ha llevado a cabo una intensa actividad exploratoria, como puede ser el caso del Mar del Norte o las aguas poco profundas del Golfo de México.

En este periodo, el desarrollo de nuevas tecnologías y técnicas de exploración ha permitido mejorar la comprensión del subsuelo a geólogos y técnicos, aumentando la eficiencia de las operaciones de exploración. De esta forma aunque los objetivos sean cada vez más pequeños, es posible ser más preciso en cuanto a la localización de los pozos de exploración y evaluación, aumentando las posibilidades de éxito.

A pesar de estas mejoras, la exploración sigue siendo una actividad de elevado riesgo. Así, muchas de las compañías internacionales de petróleo y gas cuentan con grandes carteras de activos de exploración, cada uno con sus características geológicas y con diferentes probabilidades de encontrar petróleo o gas. Siendo la gestión de dicho activos de explotación y sus operaciones asociadas en diferentes países una tarea importante.

De esta forma aunque las condiciones geológicas sean prometedoras para la presencia de hidrocarburos, las condiciones tanto políticas como fiscales del país anfitrión deben también ser para lograr alcanzar el éxito comercial de las empresas dedicadas a la exploración. La distancia a los mercados potenciales, la existencia de infraestructuras y la disponibilidad de mano de obra cualificada son otros parámetros que como hemos visto previamente deben evaluarse de forma previa a contraer un compromiso a largo plazo como el que constituye un proyecto exploratorio de este tipo. [38]

Las características de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos hacen, supone que las inversiones en exploración se realicen muchos antes de que se lleve a cabo la posible producción de petróleo. Esta situación lleva a que las empresas deban encontrarse en un escenario en el que las recompensas potenciales de producción justifiquen claramente las inversiones en exploración.

Así, es habitual que una compañía petrolera trabaje durante varios años en una misma área prospectiva antes de llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio. Durante este tiempo se estudiará en detalle la historia geológica del área y se cuantificará la probabilidad de la presencia de hidrocarburos. Por tanto antes de perforar se llevarán a cabo una serie de trabajos de acuerdo a un programa establecido que comprenderá como actividades más frecuentes, estudios magnéticos, estudios de gravimétricos o estudios sísmicos como herramientas tradicionalmente más empleadas.

3.4.1.3. Evaluación

Una vez a través de un pozo exploratorio se ha demostrado la presencia de hidrocarburos, aún se requiere una gran cantidad de esfuerzo para evaluar con precisión el potencial del hallazgo. Deben adquirirse un mayor número de datos que proporcionen una imagen precisa del tamaño, forma y capacidad productiva del yacimiento.

Para lo cual, de forma general se deben considerar cuatro alternativas posibles: [38]

- Continuar con el desarrollo del pozo, y por lo tanto, generar ingresos en un plazo de tiempo relativamente rápido. El mayor riesgo posible es que el campo resulte más grande o pequeño de lo esperado, llevando a un sobredimensionamiento o a la insuficiencia de las instalaciones proyectadas, pudiendo hacer que la rentabilidad del proyecto se vea seriamente afectada.

- Realizar un programa de evaluación con el objetivo de optimizar el desarrollo técnico del proyecto. Esto implica el retraso en la producción de petróleo en un plazo que puede alcanzar varios años y el aumento de la inversión inicial requerida. Sin embargo, es una oportunidad para mejorar la rentabilidad global del proyecto.
- Vender el descubrimiento a otra compañía del sector, en cuyo caso será necesario realizar una valoración económica. De esta forma y siguiendo esta estrategia algunas empresas se especializan en aplicar y optimizar sus habilidades de exploración, sin ninguna intención de invertir en las fases posteriores de desarrollo. Así general valor en su empresa al vender el descubrimiento y continúan con la exploración de nuevas oportunidades.
- Parar las actividades, siempre se plantea como una opción, aunque débil, puede llegar a generar tensiones y frustración en el país anfitrión, provocando en casos extremos la revocación de la concesión o renuncia por parte de la compañía si las operaciones se demoran en exceso.

La segunda de las opciones, a través de la evaluación del yacimiento busca en gran medida reducir las incertidumbres, principalmente en relación a los volúmenes de producción que es capaz de alcanzar el yacimiento. Así, el propósito de la evaluación no es encontrar volúmenes adicionales de petróleo o gas, sino confirmar y obtener datos adicionales del depósito en cuestión.

Una vez han sido definidos y recopilados los datos adecuados para la estimación inicial de las reservas, el siguiente paso consiste en analizar las diferentes opciones para llevar a cabo el desarrollo del campo. Se llevará a cabo el estudio de viabilidad y documentación de las diferentes opciones disponibles, de las cuales al menos una debería resultar económicamente viable. Estos incluirán las opciones de desarrollo del pozo, el diseño de los procesos, equipos y ubicaciones propuestas, así como el sistema de extracción y evacuación de crudo. De esta forma y con una estimación de los costos y tiempos asociados, se podrá obtener una descripción completa de los requisitos, riesgos, oportunidades y limitaciones del proyecto.

3.4.1.4. Desarrollo

Tomando como base los resultados del estudio de viabilidad, y asumiendo que al menos una de las opciones resulta económicamente viable, resulta posible formular y ejecutar el denominado plan de desarrollo del campo o FDP (Field Development Plan). Este plan consiste en un documento clave utilizado para lograr una comunicación, discusión y acuerdo adecuado sobre las actividades necesarias para el desarrollo de un nuevo campo o la ampliación de uno existente.

El propósito del FDP así, es servir a modo de especificación conceptual del proyecto de las instalaciones subterráneas y superficiales, así como de filosofía operativa y del mantenimiento requerido para dar respaldo a las inversiones requeridas. Adicionalmente, debe dar confianza tanto a la gerencia como a accionistas de que todos los aspectos del proyecto han sido correctamente identificados, considerados y discutidos entre las partes encargadas. Entre otros aspectos debe incluir: [38]

- Objetivos del desarrollo
- Datos de ingeniería petrolera
- Principios de funcionamiento y mantenimiento



- Descripción de las instalaciones
- Estimación de costos y mano de obra
- Planificación del proyecto
- Resumen de la economía del proyecto
- Propuesta de presupuesto

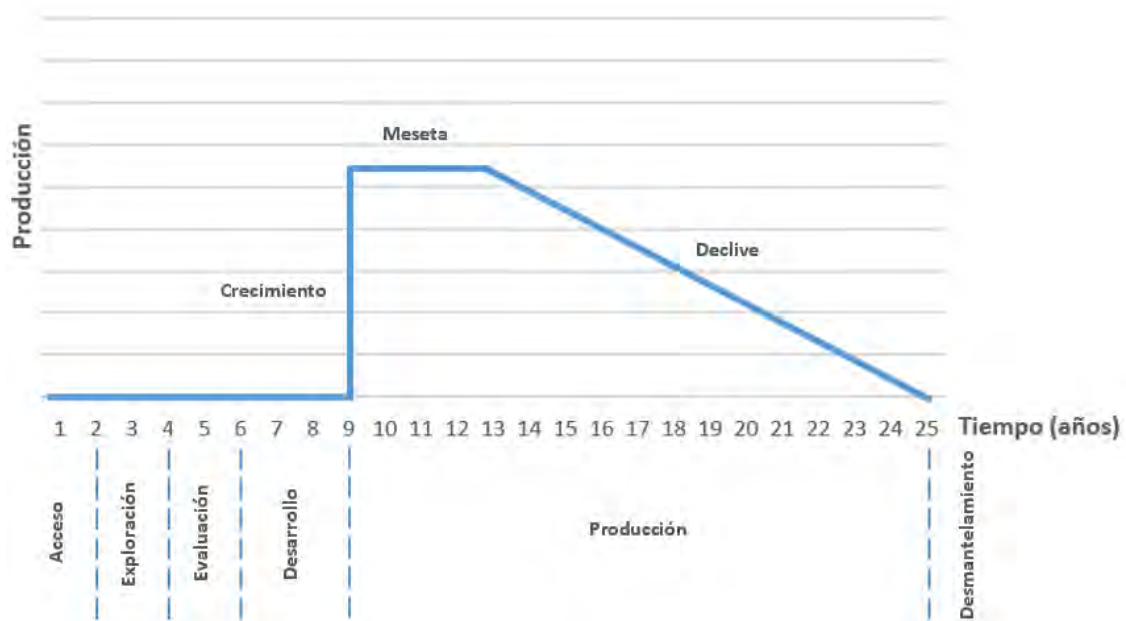
Una vez el FDP ha sido aprobado, se sigue la siguiente secuencia de actividades previa a la producción de crudo en el campo:

- Diseño detallado de las instalaciones
- Adquisición de los materiales de construcción
- Fabricación de las instalaciones
- Instalación de las mismas
- Puesta en servicio de la planta y equipos

3.4.1.5. Producción

La fase de producción comienza con la extracción de las primeras cantidades comerciales de hidrocarburos. Este hecho marca el punto de inflexión en el flujo de caja del proyecto, ya que este generará ingresos y bien se puede comenzar a amortizar las inversiones anteriores o se puede pasar a estar disponible para invertir en nuevos proyectos. Así, minimizar el tiempo entre el inicio de una campaña de exploración y la extracción de este denominado “first oil” o “primer petróleo” es uno de los principales objetivos de cualquier proyecto petrolero.

La planificación del desarrollo y la producción generalmente se basan en el perfil de producción esperado, el cual depende en gran medida del mecanismo que proporcione la fuerza impulsora en el yacimiento. El perfil de producción determinará entonces las instalaciones requeridas y el número y la fase de pozos a perforar. El perfil de producción que se muestra en la siguiente figura, se caracteriza por tener tres fases claramente diferenciadas: [38]



Cuadro 3.24. Perfil de producción y fases de un proyecto petrolífero. Fuente: [38]

- Periodo de crecimiento:

Durante este periodo los nuevos pozos de producción recién perforados, que se van incorporando de forma progresiva al total del campo, hacen que la producción de hidrocarburos aumente de forma considerable.

- Periodo de meseta:

Tras este primer periodo de crecimiento, aunque se continúen perforando nuevos pozos, los pozos más antiguos comienzan su declive, y se alcanza un periodo de estabilidad en la producción. Las instalaciones funcionan a plena capacidad y se mantiene una tasa de producción constante. Este período suele durar de 2 a 5 años en un yacimiento de petróleo, pero se prolonga aún más en los campos de gas.

- Periodo de declive:

Durante este periodo final, generalmente el más largo de todos, la producción de todos los pozos presentará una progresiva reducción, un progresivo declive.

3.4.1.6. Desmantelamiento

La vida económica de un proyecto normalmente termina en el momento en que su flujo efectivo neto se vuelve permanentemente negativo, momento en el que se debe dar de baja el campo y en el que cesará su producción. Dado que al final de la vida útil del campo, el gasto de capital y la depreciación de activos son prácticamente insignificantes, el desmantelamiento económico se puede definir como el punto en el que los ingresos brutos ya no cubren los costos operativos. Aunque continúa siendo posible técnicamente la producción de hidrocarburos, esta se daría con pérdidas económicas.

Así, la mayoría de las compañías tienen al menos dos formas de aplazar el desmantelamiento de un campo o instalación: reducir los costos operativos o aumentar la producción de hidrocarburos.

En los casos en los que la producción se encuentre sujeta a impuestos elevados, se puede llevar a cabo la negociación de reducciones o exenciones fiscales, pero por lo general los gobiernos anfitriones esperan que se exploren primero las demás alternativas antes de valorar estas opciones.

Los costos de mantenimiento y operación representan el mayor gasto al final de la vida útil del campo. Estos costos se encuentran estrechamente relacionados con la cantidad de personal necesario para administrar las instalaciones y la cantidad de equipos a operar para mantener la producción.

A medida que se acerca el momento del desmantelamiento de la instalación, las técnicas de recuperación mejorada de petróleo, como los procesos de inundación química, a menudo se consideran como medios para poder recuperar parte de los hidrocarburos remanentes después de la producción primaria. La viabilidad económica de este tipo de técnicas es muy sensible al precio del petróleo, si bien algunas son ampliamente utilizadas en operaciones terrestres, con menor frecuencia son justificables en alta mar.

Si bien cuando la producción del reservorio no puede sostener los costos de funcionamiento, pero la vida operativa de la planta no ha expirado, una oportunidad puede encontrarse en el desarrollo de reservas cercanas a través de la infraestructura existente. Esto se ha vuelto cada vez más común en operaciones en la que una



infraestructura ya instalada se emplea para el desarrollo y explotación de pequeños yacimientos cercanos, cuya explotación no sería posible de otra manera.

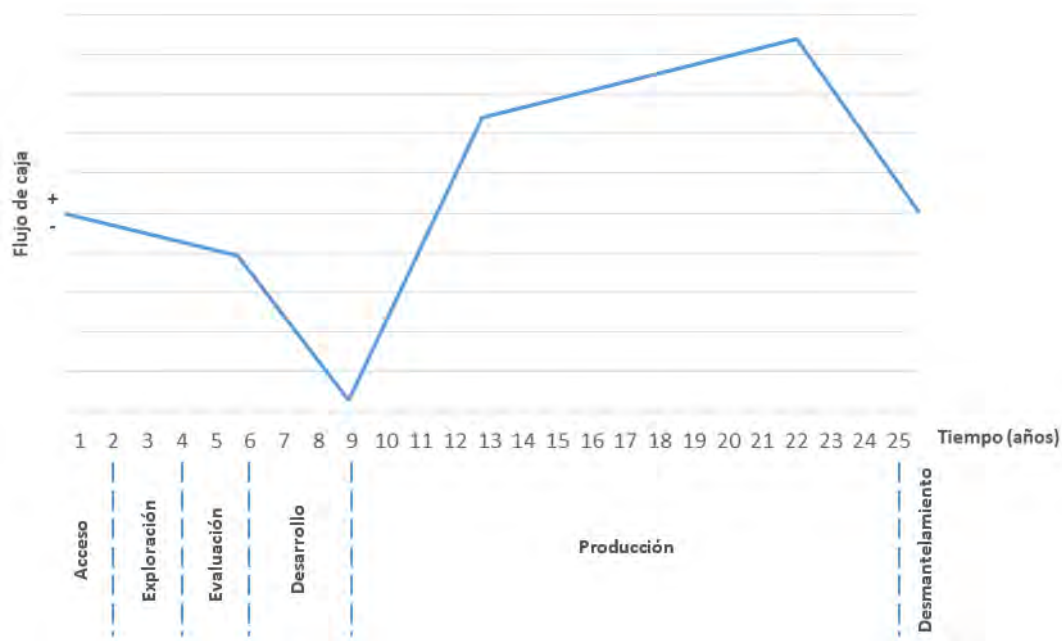
De esta forma, y tras el análisis y aplicación en caso de que sean posibles las opciones anteriores, las reservas económicamente recuperables se agotarán y se procederá a la clausura del campo.

En la actualidad tanto por motivos económicos como medioambientales, esta última fase está cobrando mayor importancia llevándose a cabo el estudio y planificación de mejores diseños y procedimientos para minimizar los efectos ambientales sin que esto resulte en unos costes excesivos.

Hasta ahora, en operaciones offshore, plataformas de acero podían cortarse a una profundidad acordada por debajo del nivel del mar, o volcadas en aguas profundas, mientras que estructuras de hormigón pueden ser reflatadas, remolcadas y hundidas de nuevo en otras localizaciones más profundas. En aguas tropicales poco profundas, pueden existir oportunidades de utilizar plataformas y estructuras desmanteladas como arrecifes artificiales en áreas marinas específicamente designadas.

La gestión de los costes de desmantelamiento es un problema al que se deben enfrentar la mayoría de las empresas llegado su momento. En operaciones terrestres, los pozos se suelen taponar, y las instalaciones de procesamiento se pueden desmantelar por etapas, evitando así incurrir en altos niveles de gasto cuando se lleva a cabo el agotamiento de hidrocarburos. Mientras que en alta mar, estos costes pueden ser mucho más significativos y menos fáciles de distribuir, ya que las plataformas no pueden ser desmanteladas de forma fragmentada. Así la manera en la que se prevén este tipo de gastos depende en gran medida del tamaño de la empresa involucrada, y de las normativas y legislaciones vigentes.

Por lo general, una empresa dispondrá de una cartera de activos que se encontrarán en diferentes etapas de su ciclo de vida. Una adecuada gestión de estos permitirá optimizar tanto los recursos financieros, como técnicos y humanos.

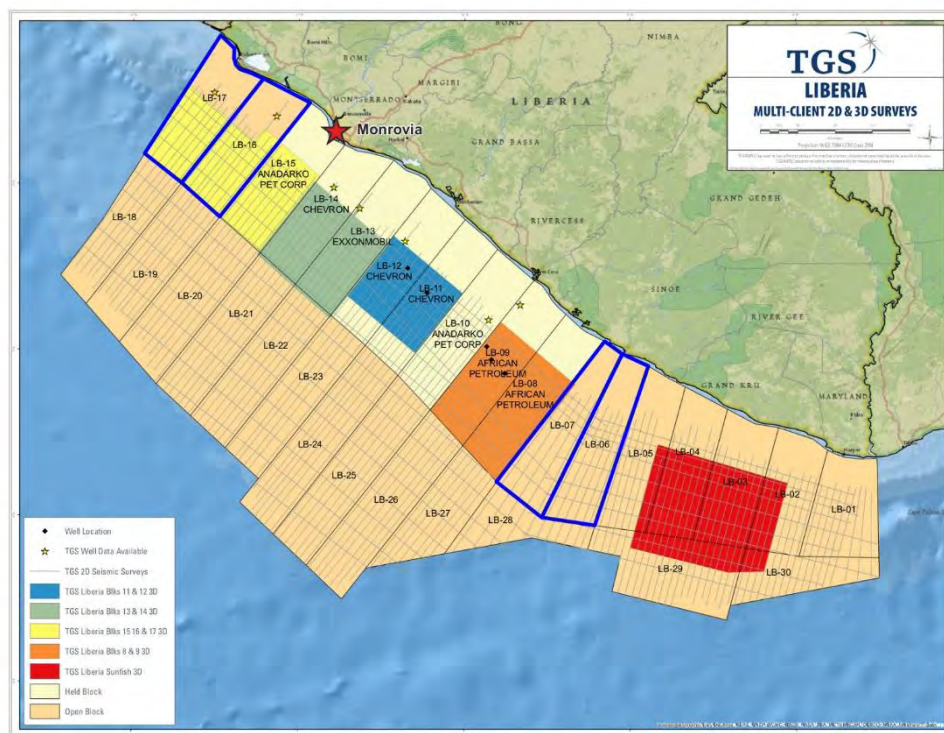


Cuadro 3.25. Evolución de los flujos de caja en las diferentes fases de un proyecto petrolífero. Fuente: [38]

3.4.2. Acuerdos y licitaciones petroleras

Como se ha señalado anteriormente, la mayor parte de las reservas mundiales de hidrocarburos se encuentran bajo el control de las denominadas compañías petroleras nacionales o NOCs y por lo general estas serán desarrolladas y operadas por las NOC. Sin embargo, pueden darse diferentes excepciones a este respecto. Es posible que la NOC no cuente con la experiencia necesaria, o que el gobierno anfitrión no cuente con los fondos o mano de obra necesarios, resultando que el activo no sea atractivo para la NOC. Así el gobierno anfitrión puede invitar a terceros a participar en la exploración de una determinada región. Esta oportunidad puede ser bien publicada a través de la prensa internacional, revistas especializadas o bien mediante invitaciones específicas.

Con este propósito el área geográfica de interés se divide mediante una cuadrícula, por lo general de forma ortogonal, en lo que comúnmente se denominan bloques. El tamaño de estos bloques varía de un país a otro, e incluso puede variar en función de una zona a otra dependiendo del caso. Como ejemplo, las dimensiones de los bloques del Mar del Norte pertenecientes a Reino Unido son de 10x20 km, los noruegos de 20x20 km, los bloques en el Golfo de México son de 3x3 millas y los bloques en aguas profundas de Angola de 100x50 km. [39]



Cuadro 3.26. Oferta de bloques de exploración en Libia. Fuente: Energy News Africa

Así la motivación del gobierno local al ofrecer oportunidades de exploración en su territorio es fomentar la inversión en forma de actividades exploratorias como, prospecciones sísmicas o la perforación de pozos exploratorios, con vistas a su posterior desarrollo si la exploración tiene éxito. Mientras que el objetivo primordial de la compañía petrolera es descubrir hidrocarburos en cantidades y/o volúmenes comerciales a partir de los cuales pueda obtener ganancias mediante el desarrollo y producción posterior de los mismos.

En ocasiones la invitación a participar en la licitación puede incluir un esquema de las condiciones de participación así como los términos fiscales aplicables a cualquier



desarrollo posterior. Así se pueden requerir un programa de trabajos mínimo, referido a la adquisición de datos sísmicos y la perforación de pozos exploratorios, como pueden ser la realización de una cantidad determinada de km de sísmica 2-D y la perforación de un número concreto de pozos. Así, la oferta podrá comprometerse a niveles superiores a este mínimo, mejorando por tanto la competitividad de la oferta.

De forma adicional, en muchas regiones, es habitual añadir un bono económico al programa de trabajo ofrecido. Así la compañía acuerda el pago de una cantidad determinada de dinero por la adjudicación del bloque. En las primeras fases de la exploración de una cuenca, cuando los riesgos de fracaso en la exploración son altos, los bonos suelen ser relativamente pequeños, decenas de millones de dólares. Sin embargo, una vez se realizan los primeros descubrimientos en la zona, el interés de la zona aumentará y esto hará que las bonificaciones ofrecidas para los bloques cercanos puedan ascender hasta los cientos de millones de dólares. Este, se trata de un costo irre recuperable, y por tanto debe considerarse como un costo de exploración.

El proceso de licitación tendrá una fecha límite, después de la cual se abrirán las ofertas recibidas. Entonces el gobierno deberá comparar y valorar las ofertas presentadas. El criterio empleado normalmente se trata del valor total del paquete, la combinación del programa de trabajos y el bono económico ofrecido. Otras consideraciones que el gobierno anfitrión deberá valorar incluyen las competencias técnicas de los licitadores, la reputación general de la empresa y las relaciones laborales existentes, así como diferentes razones estratégicas del propio gobierno.

Los detalles de las ofertas ganadoras habitualmente se anuncian y publican de forma abierta, siendo una fuente de información útil tanto para ofertas futuras o para que cada postor haga comparaciones con la suya propia.

De esta forma la oferta ganadora resultará en la adjudicación del bloque, otorgando los derechos de exploración del mismo. Frecuentemente existe una secuencia establecida de eventos previos al inicio del programa de trabajos, y que se lleve a cabo una posible declaración de interés comercial en el bloque, lo que significaría que la empresa tiene intención de avanzar más allá de la etapa de exploración y llevar a cabo la evaluación y llegado el momento el desarrollo del área. En este caso, se deberán convertir los derechos de exploración en derechos de desarrollo del área en cuestión.

Posteriormente los criterios para la determinación de un pozo comercial se basan principalmente en los resultados de las pruebas producción realizadas, mientras que la propia declaración de descubrimiento comercial dependerá de la demostración por parte de la compañía que su desarrollo es económicamente viable.

El acuerdo entre el gobierno anfitrión y la compañía petrolera también incluirá una descripción de los términos fiscales por los cuales el gobierno reclamará parte de los ingresos durante el periodo de producción. De forma general y como se muestra en la tabla a continuación, estos se dividirán en cuatro categorías, dentro de las cuales, existen más de 120 sistemas fiscales diferentes en todo el mundo.

Tabla 3.11. Principales sistemas fiscales y sus términos generales. Fuente: [38]

Sistema fiscal	Términos generales
Impuestos y royalties	La empresa paga royalties como una fracción de la producción bruta e impuestos sobre las ganancias netas.
Acuerdos de producción compartida	La empresa recibe la recuperación total de los costos de producción y una parte de las ganancias restantes del petróleo.
Factor R	La empresa paga una tasa de impuestos que es una función de la tasa de rendimiento del proyecto (definida como el cociente entre ingresos y gastos acumulados).
Acuerdo de servicio	La empresa recibe una remuneración por los servicios o la experiencia prestada.

Los gobiernos pueden optar en determinadas ocasiones por adjudicar un bloque a varias empresas, las cuales tendrán una determinada participación en el mismo. Estas participaciones, pueden cambiar con el tiempo por varias razones. Por ejemplo, con la aprobación previa del gobierno, una empresa, en cualquier etapa del ciclo de vida del campo, puede optar por reducir su participación en un bloque vendiendo una fracción a otra empresa. De esta forma una empresa puede optar por la cesión si no puede reunir el capital necesario para el desarrollo o si desea reducir su exposición en el proyecto al considerar su posición como demasiado arriesgada.

Así, existe un mercado activo en el comercio de la propiedad de este tipo de activos, a medida que ajustan sus carteras de activos para que coincidan con el perfil de riesgo requerido o sus presupuestos disponibles.

Como ya se ha comentado anteriormente, los bloques se definen mediante un sistema de cuadrículas. Sin embargo, el tamaño del campo de hidrocarburos no se limita a las regularidades impuestas y comúnmente un campo abarcará dos o más bloques, que a menudo son propiedad de compañías diferentes.

Así, suponiendo la perforación vertical de un pozo, aunque este no exceda los límites de su bloque, la producción puede provenir de bloques vecinos. Conocido esto, en numerosas ocasiones se dieron estrategias de producción agresivas, con la perforación de pozos en los límites del bloque en búsqueda de maximizar la extracción de hidrocarburos. Esto además de posibles conflictos y desigualdades, conducía a unos desarrollos y aprovechamientos de yacimientos bastante alejados de los niveles óptimos, con costes muy elevados y recuperaciones bastante mejorables.

Para evitar estas situaciones, la mayoría de los gobiernos insistirán en la unificación de campos, y tratando los mismos de forma unitaria para fines de desarrollo. Los propietarios del campo designarán un operador y el desarrollo se planificará en función de las propiedades del campo. La división de los costos y el flujo de caja neto resultante serán determinados en base a las “acciones” en poder de los adjudicatarios de los bloques con licencias del campo. [39]



3.4.3. Métodos y técnicas de exploración

El objetivo final de cualquier actividad de exploración es encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos, tratando de alcanzar este con el menor coste posible y en el plazo de tiempo más corto posible. Esto se puede entender desde el punto de vista de que los presupuestos de exploración compiten directamente con las oportunidades de adquisición. Si una empresa gasta más dinero en encontrar petróleo que en comprar la cantidad equivalente en el mercado, existen pocos incentivos para continuar con la exploración. De forma contraria, una empresa que logra encontrar nuevas reservas a bajo costo tiene una ventaja competitiva significativa, ya que puede permitirse más exploración y así encontrar y desarrollar reservorios de manera más rentable. [40]

Una vez se ha llevado a cabo la selección de un área de interés en la que llevar a cabo la exploración, la secuencia habitual de técnicas comienza con la definición de la cuenca. Para esto, el mapeo de anomalías gravitacionales y anomalías magnéticas serán los dos primeros métodos aplicados. En muchos casos, estos datos se tratarán de datos disponibles en el dominio público o se podrán comprar en forma de estudios con un carácter no exclusivo.

A continuación, es habitual adquirir una malla sísmica gruesa bidimensional (2D), la cual cubrirá amplias áreas, con el fin de encontrar pistas, áreas que muestren estructuras que potencialmente pueden resultar en una acumulación de hidrocarburos.

De forma relativamente reciente, se lleva a cabo también la implementación de técnicas electromagnéticas en esta etapa inicial para ayudar en la delimitación de la cuenca y la identificación de posibles acumulaciones de hidrocarburos.

El siguiente paso consistirá en la realización de exploraciones particulares, a partir del análisis de los datos anteriores por parte de ideas individuales o de equipo. Dado que en este momento se dispone de muy pocos datos concretos para juzgar con certeza estas ideas, a menudo se denomina a esta etapa como “juego”.

Así, se llevarán a cabo estas investigaciones más detalladas con el objetivo de definir una estructura subterránea con una probabilidad razonable de contener todos los elementos de una acumulación de petróleo.

Sin embargo, sólo la perforación de un pozo de exploración será capaz de probar la validez de los modelos planteados anteriormente. Se trata en muchos casos de la perforación de pozos en zonas en las que no se dispone de datos de perforación previos. Por lo que el resultado puede ser bien el descubrimiento de petróleo y gas, o que la zona objetivo contenga otros fluidos sin interés, como puede ser agua, declarando entonces el pozo como “seco”. [40]

No se debe olvidar que las actividades de exploración son potencialmente dañinas para el medio ambiente. Operaciones como la tala de árboles para la preparación de un estudio sísmico en tierra puede resultar en una severa erosión del suelo en el futuro próximo. En operaciones offshore, ecosistemas frágiles, como es el caso de arrecifes, pueden sufrir daños con carácter permanente debido al derrame de sustancias químicas, crudo o lodos. Por tanto, las empresas responsables deberán llevar a cabo los estudios y evaluaciones de impacto ambiental (EIA) correspondientes de forma previa a la planificación y ejecución de la actividad, elaborando de forma adicional planes de contingencia en caso de emergencia.

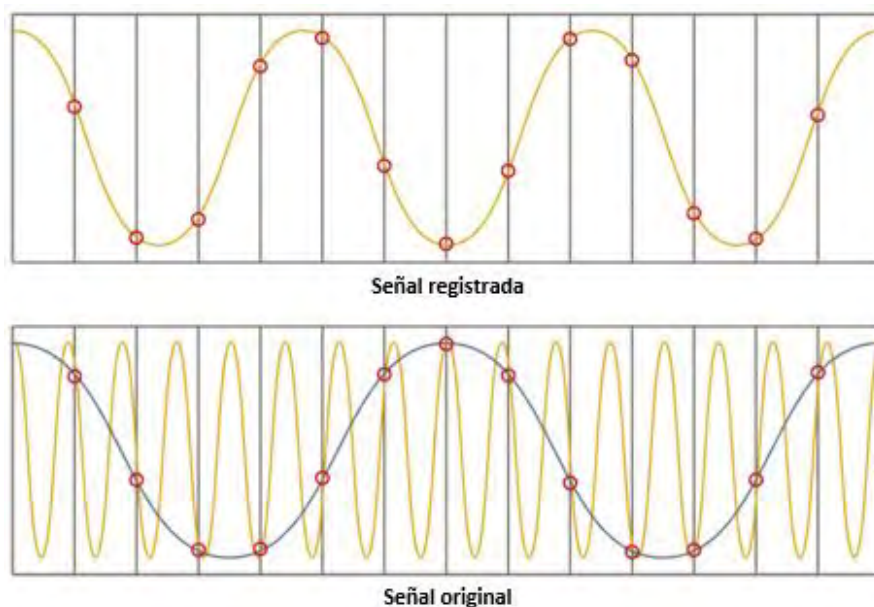
3.4.3.1. Métodos geofísicos

Existen diferentes métodos de prospección geofísica aplicados de manera rutinaria en la búsqueda de posibles acumulaciones de hidrocarburos. Este tipo de métodos geofísicos responden a variaciones en las propiedades físicas del subsuelo terrestre, lo que incluye tanto rocas como fluidos o huecos. Así son capaces de localizar los límites de estas zonas dónde se producen los cambios de propiedades del terreno. Estos cambios dan lugar a anomalías relativas a un valor de fondo o background, detectar estas anomalías es el principal objetivo de los métodos geofísicos. [41]

Mediante la creación de perfiles, a través de la medición de los cambios en la intensidad de la señal a lo largo de las líneas de una cuadrícula o red, se posibilita el trazado de un mapa espacial de dichas anomalías. Estos deben ser adecuadamente planificados y diseñados con el objetivo de evitar problemas de solapamiento, “aliasing”, o la pérdida o falta de información con motivo de un pequeño número de estaciones de medición. Siendo el tiempo y el presupuesto disponibles dos de los factores principales que determinan el desarrollo de esta etapa.

- Fenómeno de aliasing o solapamiento:

Una misma señal puede ser interpretada de forma errónea debido a la falta de un número de puntos de muestreo o en este caso estaciones de medición suficiente. La señal recibida se ajusta a los datos registrados pero, dista bastante de la señal original, pudiendo conducir a interpretaciones erróneas.



Cuadro 3.27. Fenómeno de aliasing o solapamiento. Fuente: Tecno Crónica

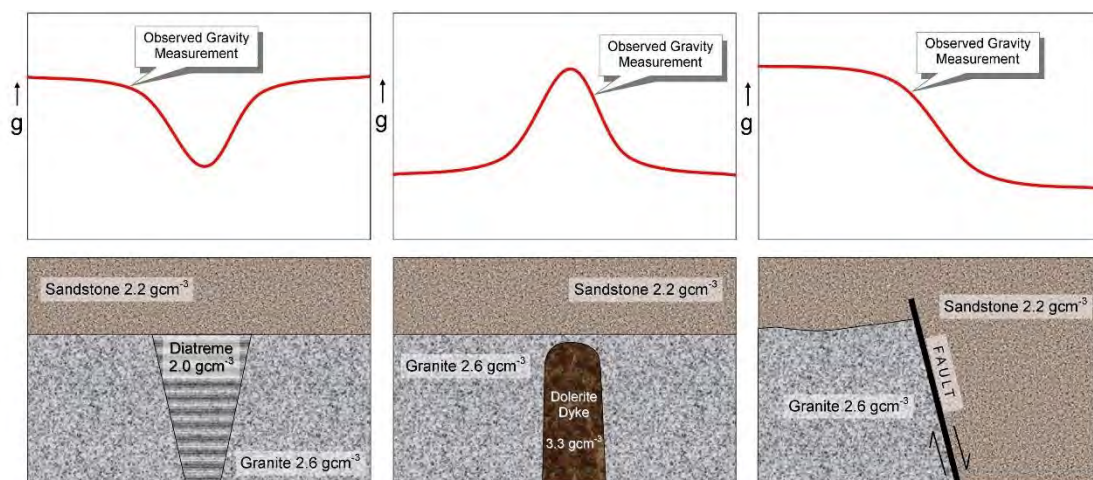
A pesar de lo anterior, la adquisición y procesamiento de datos de forma individual no garantiza en ningún caso el éxito de un estudio o prospección. Estos deben ser interpretados en base a un marco geológico sólido. Con frecuencia se recurre al empleo de varios métodos de forma complementaria, o en conjunto con otras disciplinas para desarrollar un determinado modelo geológico que pueda explicar con mayor certeza las anomalías detectadas. Esto no deja de ser una forma de reducir las incertidumbres y tratar el problema frecuente de que una misma anomalía pueda ser modelada de varias formas diferentes. [41]



Estudios gravimétricos:

Los métodos gravimétricos miden pequeñas variaciones en el campo de gravedad terrestre debidas a variaciones de densidad en el terreno asociadas a las diferentes estructuras geológicas. La herramienta de medición es una forma sofisticada de balance de resorte diseñada para responder a un amplio rango de valores. Las fluctuaciones del campo de gravedad dan lugar a cambios en la longitud del resorte, las cuales se miden en varias estaciones a lo largo de perfiles y se comparan con el valor de una determinada estación base. Las mediciones deben corregirse y adecuarse a la latitud y altitud de la localización de la estación de registro. [41]

El desarrollo de las tecnologías gravimétricas aerotransportadas ha hecho posible el levantamiento de áreas que previamente resultaban inaccesibles y de cuencas mucho más grandes de lo que previamente era posible con los métodos de medición terrestre tradicionales.



Cuadro 3.28. Ejemplos estudio gravimétrico. Fuente: *Geology for Investors*

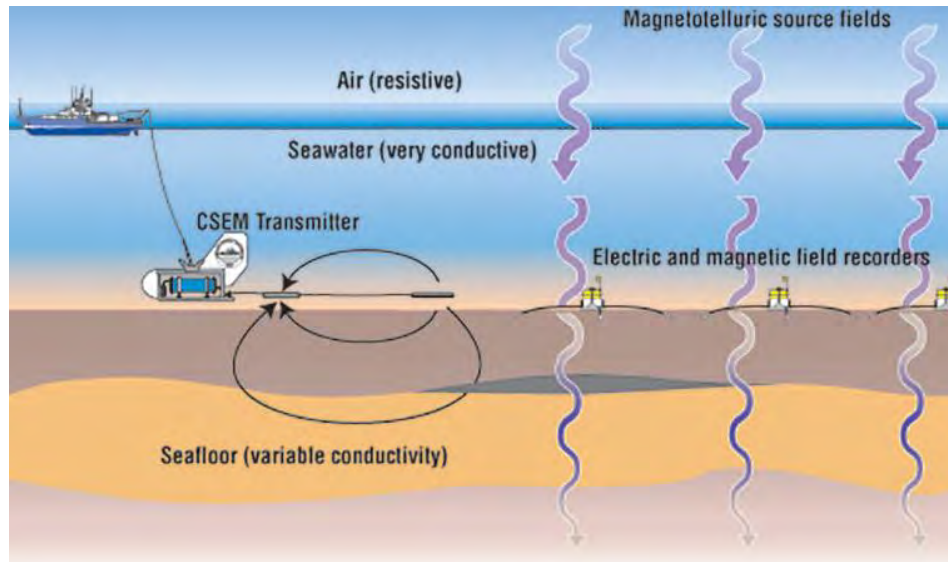
Estudios magnetométricos:

Los métodos magnéticos o magnetométricos detectan cambios en el campo magnético terrestre causados por variaciones en las propiedades magnéticas de las rocas en el terreno. En particular algunos tipos de rocas ígneas y minerales como la magnetita presentan propiedades altamente magnéticas. Si se ubican cerca de la superficie dan lugar a anomalías con una longitud de onda corta y gran amplitud. El método puede ser llevado a cabo de forma aerotransportada (avión o satélite) permitiendo el registro de datos de grandes áreas de forma rápida. Al igual que los métodos gravimétricos, este tipo de estudios se llevan a cabo con frecuencia al principio de la etapa de exploración. [41]

Prospección electromagnética por fuentes controladas:

La prospección electromagnética por fuentes controladas o estudios CSEM (Controlled source electro-magnetic) es una técnica de exploración del fondo marino que utiliza señales electromagnéticas de muy baja frecuencia emitidas desde una fuente cercana al lecho marino. Los receptores se colocan también en el fondo del mar a intervalos regulares y registran anomalías o distorsiones de la señal electromagnética, estas pueden ser generadas por cuerpos resistivos como son posibles acumulaciones de hidrocarburos. [41]

El método CSEM funciona mejor en aguas profundas, superiores a 500 metros de profundidad, en áreas caracterizadas por secuencias relativamente simples, así como para la inspección de grandes trampas donde otros métodos resultan menos prácticos o económicos. Así, se utiliza cada vez más en conjunto con datos sísmicos para verificar la acumulación de fluidos en el subsuelo, colaborando a reducir riesgos y mejorar las posibilidades de éxito de las siguientes etapas de perforación.



Cuadro 3.29. Método CSEM. Fuente: AAPG Explorer

3.4.3.2. Métodos sísmicos

Los avances en las técnicas de prospección sísmica y el desarrollo de sofisticados algoritmos de procesamiento durante las últimas décadas han cambiado en gran medida las formas en las que se desarrollan y administran los campos. Inicialmente empleada como una herramienta enfocada a la exploración, la prospección sísmica ha progresado hasta convertirse en uno de los métodos más rentables para optimizar la producción de un campo. De esta forma, los datos sísmicos, han permitido a los operadores en numerosos casos extender la vida útil de campos en explotación durante muchos años más. [42]

Así, los estudios sísmicos implican la generación de ondas sonoras que se propagan a través de las rocas y materiales de la corteza terrestre hasta su objetivo, posibles depósitos de hidrocarburos. Estas entonces son reflejadas hacia la superficie, dónde se registran y almacenan en receptores para su posterior procesamiento. Con estos datos es posible formar una imagen acústica del subsuelo susceptible de ser interpretada.

Por lo tanto, la prospección sísmica puede ser empleada en:

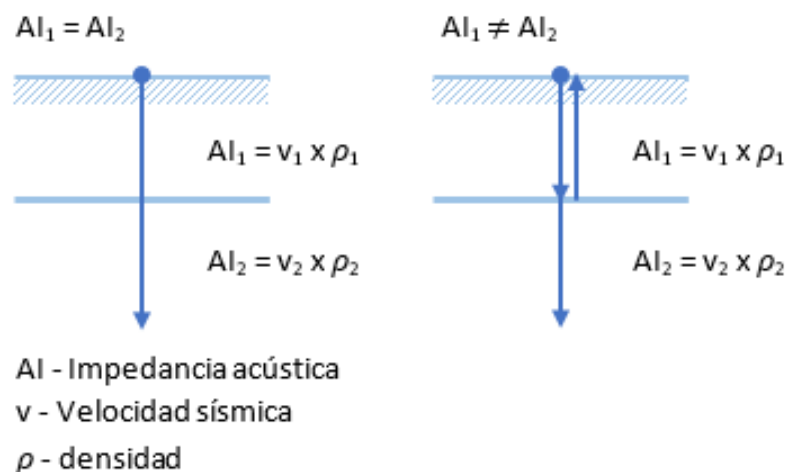
- En la etapa de exploración, con objetivo de identificar trampas estructurales y estratigráficas.
- En las etapas de evaluación y desarrollo del campo en la estimación de reservas y elaboración del FDP (Field Development Plan).
- Durante la etapa de producción, para la vigilancia del yacimiento, en forma de la observación de los movimientos de los fluidos del yacimiento en respuesta a la extracción de hidrocarburos.



Las técnicas de prospección sísmica varían según las características del entorno, terrestre o marino, así como del propósito del estudio. De forma general se pueden llevar a cabo el levantamiento mediante perfiles sísmicos (2D) en áreas de exploración. Mientras que en áreas sometidas a procesos de evaluación es habitual realizar levantamientos sísmicos 3D. De forma adicional, en campos maduros, es posible la instalación de una red permanente de adquisición de datos sísmicos 3D del yacimiento.

Principios de funcionamiento:

Las ondas sonoras generadas bien en la superficie terrestre (onshore) o bajo el agua (offshore), viajan a través del subsuelo. En aquellas zonas en las que las ondas encuentren un cambio apreciable en la impedancia acústica, como en la interfaz entre dos unidades litológicas, las ondas, en parte, se reflejarán de regreso a la superficie. Así se define la impedancia acústica como el producto de la densidad de la formación rocosa por la velocidad de la onda a través de esa roca en particular. [42]



Cuadro 3.30. Fenómeno de reflexión. Fuente: [38]

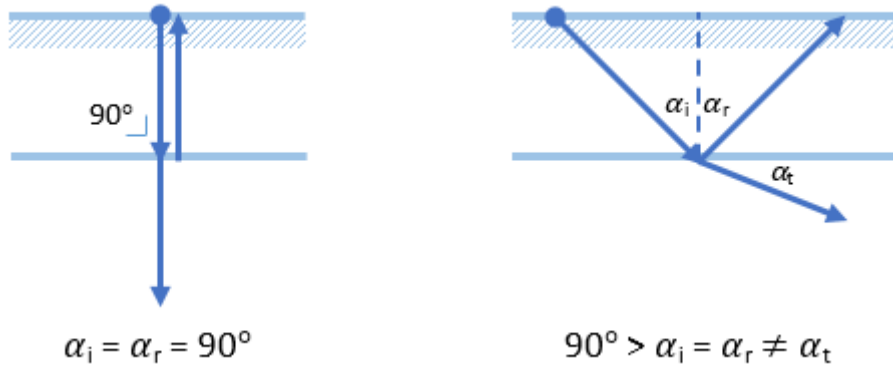
El proceso mediante el cual una onda se modifica como resultado de pasar a través de un filtro es comúnmente conocido como convolución. Así se puede asimilar la tierra a un filtro que actúa modificando las características de la onda descendente (amplitud, fase y frecuencia). De esta forma la onda al atravesar una determinada formación rocosa modificará su forma, obteniendo una nueva onda que será función tanto de la onda original como de las propiedades de la roca en cuestión. [42]

Así, se podrán distinguir claramente dos atributos distintivos en la señal reflejada:

- En primer lugar el tiempo de reflexión, o tiempo de viaje, directamente relacionado con la profundidad a la que la onda encontró la interfaz y fue reflejada y la velocidad de la misma.
- En segundo lugar, la amplitud de la misma, relacionada con las propiedades de las rocas y fluidos dentro del intervalo de reflexión.

Cuando una onda sísmica alcanza una interfaz, o contacto entre dos rocas diferentes, con un ángulo de incidencia perpendicular, parte de la energía se refleja de regreso a la superficie y parte de la misma se transmite y continúa su camino descendente. En el caso de un ángulo de incidencia diferente, el ángulo de la onda incidente será igual al

ángulo de la onda reflejada, mientras que la parte de la onda transmitida se propagará con un ángulo modificado. Diferentes casos más complejos, pueden encontrarse y distorsionar la interpretación de los datos sísmicos, que deben ser eliminados posteriormente durante el procesamiento.

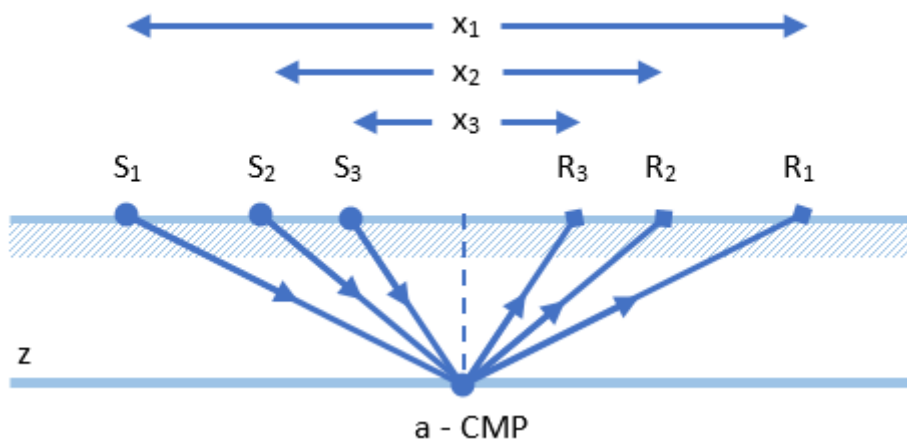


Cuadro 3.31. Reflexión perpendicular y oblicua. Fuente: [38]

Adquisición de datos:

De esta forma, el tiempo que tarda la onda en viajar desde la fuente (S) hasta un punto de reflexión (a) a una determinada profundidad (z) y volver hasta un receptor (R), localizado a una distancia concreta (X) de la fuente, viene dada por la relación entre la distancia de viaje y la velocidad. Así, el sistema de adquisición de datos está organizado de tal manera que se dispongan diferentes fuentes o disparos y receptores para cada punto de reflexión en el subsuelo, también denominado punto medio común o CMP (common midpoint). [42]

Los tiempos de reflexión se miden a diferentes desplazamientos (x_1 , x_2 , x_3 , hasta x_n) de forma que cuanto más lejos se encuentren el disparo y el receptor del punto de reflexión mayor será el tiempo de viaje. La recopilación de datos de diferentes distancias o configuraciones y con diferentes ángulos es importante de cara a obtener imágenes correctas del subsuelo. [42]



Cuadro 3.32. Esquema adquisición de datos sísmicos. Fuente: [38]



Las fuentes sísmicas son las encargadas de generar las ondas acústicas, que generalmente se dan mediante una liberación repentina de energía. Existen diferentes tipos de fuentes, las cuales difieren, entre otros, en los siguientes aspectos:

- Cantidad de energía liberada: determina la profundidad de penetración de la onda.
- Frecuencias generadas: determina la resolución vertical, o la capacidad de identificar reflectores poco espaciados como dos eventos distintos.

Estos dos aspectos por lo general son adecuados a los objetivos específicos de cada estudio o prospección. Los estudios de estructuras de la corteza profunda requieren de señales de baja frecuencia capaces de penetrar más de 10 km en las profundidades de la tierra, mientras que estudios geológicos de poca profundidad requieren señales de alta frecuencia que se extingan después de unos pocos cientos de metros.

Así, las fuentes típicas para los levantamientos terrestres consisten en el empleo de plataformas vibratorias montadas sobre camiones, formando los denominados camiones golpeadores o thumper trucks, o mediante la detonación de pequeñas cargas explosivas en el interior de pozos poco profundos. [42]

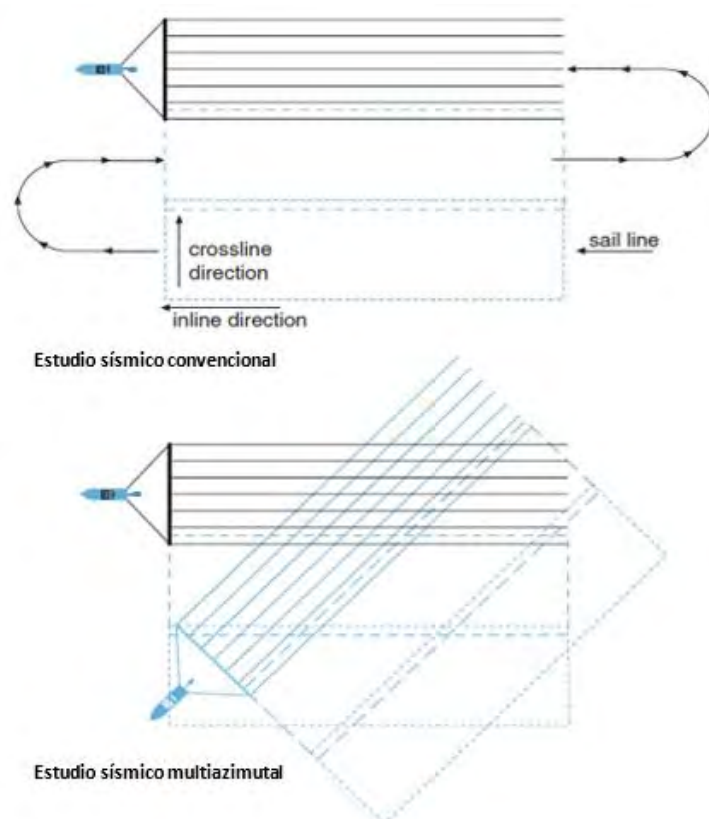
En lo relativo a levantamientos marinos, las fuentes más comunes además de las cargas explosivas, las constituyen fuentes neumáticas como pistolas de aire o de agua que expulsan aire o agua en cada caso a la columna de agua circundante creando el requerido pulso acústico. También se dispone de equipos eléctricos capaces de convertir la energía eléctrica en energía acústica. Por lo general, estos dispositivos eléctricos consisten en fuentes de menor energía y frecuencias más altas que las neumáticas. [42]

Por su parte, los detectores sísmicos se tratan de dispositivos que registran una entrada mecánica (pulso sísmico), para a continuación transformarla en una salida eléctrica que será amplificada antes de quedar registrada. En tierra, estos receptores se denominan geófonos y se disponen sobre el área a estudiar directamente sobre el terreno o en pozos poco profundos efectuados para este fin. En operaciones offshore, los receptores se denominan comúnmente hidrófonos, a menudo agrupados en mallas, se pueden colocar directamente sobre el fondo marino o ser introducidos y transportados por el agua siendo remolcadas detrás de un barco.



Cuadro 3.33. Prospección sísmica marina. Fuente: Coastal Review

La geometría y diseño del estudio, así como la configuración de las fuentes y receptores depende en gran medida de los objetivos del levantamiento y las características geológicas de la zona, entre otros. Así, los levantamientos sísmicos se pueden llevar a cabo a lo largo de líneas rectas, líneas en zigzag, bucles cuadrados o incluso patrones circulares. Las últimas tendencias llevan hacia el empleo de prospecciones multiazimutales, adquiriendo datos sísmicos en múltiples direcciones y permitiendo la generación de imágenes de estructuras en diferentes ángulos, mejorando la identificación de estructuras o geologías complejas.



Cuadro 3.34. Configuraciones estudio sísmico marino. Fuente: [38]

Otra alternativa se encuentra en los estudios sísmicos de pozo, o realización de perfiles sísmicos verticales (VSP, Vertical Seismic Profiling). En estos, la fuente sísmica se coloca en la superficie, mientras que el conjunto de receptores se introduce y desciende a través de un pozo previamente efectuado. Una variante de este método lo constituye la tomografía de pozo, en la que tanto la fuente como los receptores se ubican en el interior de diferentes pozos a la vez que se van registrando datos a diferentes profundidades. Normalmente las fuentes sísmicas empleadas en estos casos utilizan frecuencias más elevadas que en los levantamientos sísmicos de superficie.

Las ventajas de este tipo de métodos incluyen una resolución mejorada, así como la capacidad de predecir o modelar con mayor precisión variaciones en el terreno entre pozos. Además se eliminan los efectos de la capa superficial erosionada cercana a la superficie que puede llegar a distorsionar los datos. En definitiva, permite que pequeñas variaciones en la continuidad del yacimiento o características sutiles puedan ser detectadas, obteniendo mejores imágenes que a través del uso de técnicas sísmicas de superficie.



Tratamiento e interpretación de datos:

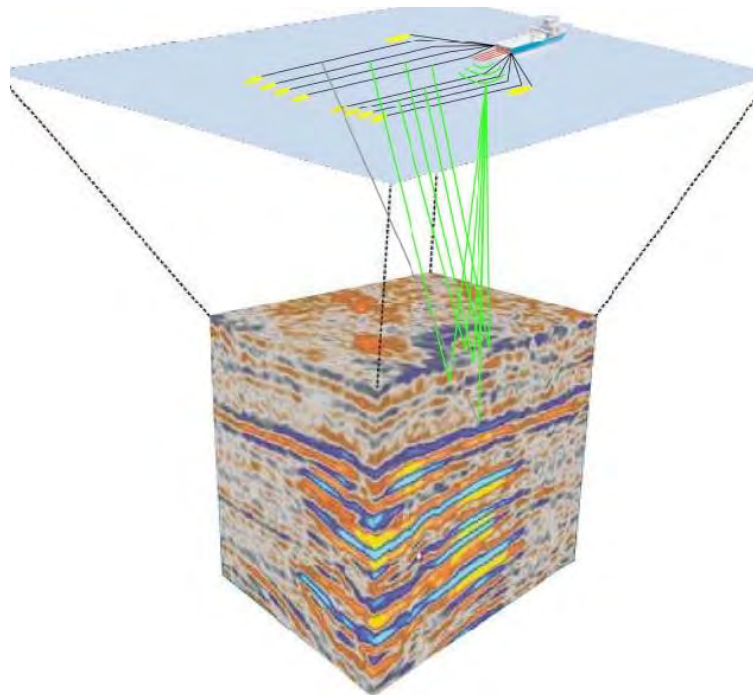
Por lo general, tras las primeras etapas de un estudio o prospección sísmica, se generan cientos de trazas o perfiles en un levantamiento 2D y miles en un levantamiento 3D. Una vez clasificados, se deben aplicar en cada caso diferentes correcciones para compensar posibles variaciones en la topografía, como puede darse en la adquisición de datos sísmicos en un área cubierta por dunas de arena o zonas pantanosas.

Así, los tres procesos principales en el procesamiento de datos sísmicos son la desconvolución, el apilamiento y la migración. Estos y otros procesos adicionales se requieren para preparar o mejorar los datos sísmicos. [42]

Tras llevar a cabo el tratamiento necesario de los datos, se obtienen las diferentes salidas sísmicas disponibles.

Un levantamiento sísmico 2D consiste en una red de líneas, generalmente dispuestas en una cuadrícula ortogonal con un espaciamiento regular que puede llegar a rondar los 500 metros. El resultado del procesado es una serie de secciones o perfiles sísmicos que se unen en los nodos o intersecciones de la red. Una sola línea 2D puede contener cientos de trazas. [42]

En el caso de un levantamiento 3D se adquieren datos de una serie de franjas paralelas, cada una de las cuales contiene una gran cantidad de líneas longitudinales y transversales, espaciadas en un rango de entre 12,5 y 50 metros. El resultado de esto consistirá en un volumen 3D que contendrá miles de trazas. [42]



Cuadro 3.35. Esquema prospección sísmica 3D. Fuente: ResearchGate

Costes y planificación:

El tiempo necesario para la planificación, adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos, no debe ser subestimado, pues en ocasiones pueden llegar a requerir años. Plazos de 2 años desde el inicio del proceso a la interpretación final son comunes en levantamientos 3D offshore. Aunque se estén realizando grandes esfuerzos para

mejorar este aspecto, el desarrollo de nuevas tecnologías que mejoran los resultados a obtener, en ocasiones estas no implican reducciones en los tiempos de operación.

De forma adicional, el coste de un levantamiento sísmico depende en gran medida de la complejidad del mismo, pero típicamente para un levantamiento 3D, los costes pueden oscilar entre los 40.000\$ y 10.000\$ por kilómetro cuadrado para la adquisición de datos marinos y terrestres respectivamente, y desde 15.000\$ a 5.000\$ por kilómetro cuadrado para su posterior procesado. Así, pueden realizarse estimaciones considerando que un levantamiento 3D puede tener desde 100 a 2000 kilómetros cuadrados o incluso más. [38]

Sin embargo, el factor económico determinante en cuanto a la exploración suele ser la realización de pozos exploratorios. La perforación de pozos en alta mar puede ser extremadamente costosa, algunos alrededor de los 20 millones de dólares, mientras que la perforación en tierra es relativamente mucho más barata. [38]

Esto justifica en gran medida la realización de levantamientos 3D de gran tamaño, sobre todo en alta mar. Donde en función de cada caso, las tendencias aconsejan la utilización de datos sísmicos en sustitución de la perforación de pozos, sobre todo en la etapa de evaluación.

3.5. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS

Las operaciones de perforación se llevan a cabo durante prácticamente todas las etapas del ciclo de vida de un proyecto petrolífero, y más allá en cualquier tipo de entorno. Sus dos principales objetivos son, por un lado, la adquisición de información y comprobación de la obtenida por otros medios, y por otro, posibilitar la extracción de hidrocarburos del subsuelo y asegurar la producción de los mismos.

Los gastos de estas operaciones habitualmente representan una fracción importante del gasto de capital total del proyecto (CAPEX, capital expenditure), de entre un 20% y un 60% del mismo. Por lo que la comprensión de las técnicas, equipos y operaciones de perforación resultan fundamentales. [38]

Inicialmente, un pozo de exploración exitoso confirmará la presencia de hidrocarburos, estableciendo la base de funcionamiento de un sistema petrolero. Las siguientes fases llevarán a cabo la documentación y evaluación de los datos recopilados a partir de la realización de este primer pozo. Mediante la aplicación de las técnicas comentadas anteriormente así como posiblemente la relación de pozos adicionales se llevará a cabo la evaluación de la acumulación de hidrocarburos. Si el desarrollo del proyecto resulta económicamente viable será necesaria la perforación de un mayor número de pozos de desarrollo y producción.

Así, las siguientes secciones se centrarán las diferentes actividades de perforación a ejecutar para llevar a cabo el aprovechamiento de un yacimiento petrolífero.

3.5.1. Planificación y diseño de pozo

La perforación de un pozo petrolífero implica una importante inversión de capital, esta puede ir desde varios millones de dólares en tierra hasta más de 100 millones de dólares en la perforación de un pozo exploratorio en alta mar. A través de la ingeniería de pozo, se busca optimizar el valor de la inversión mediante el empleo tanto de la tecnología como de los procesos más adecuados en la perforación de un pozo que cumpla los



objetivos planteados, con el mínimo coste y sin comprometer en ningún caso la seguridad de las operaciones ni la protección del medio ambiente. [38]

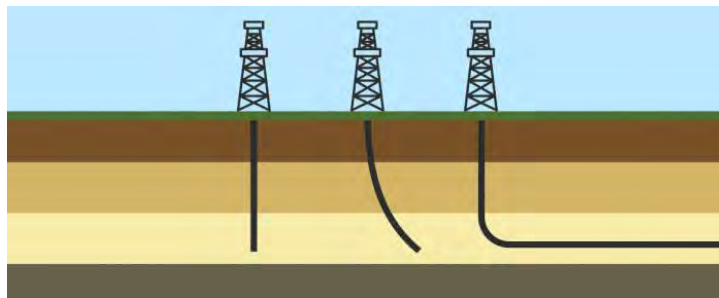
Así, la ingeniería detrás de la perforación exitosa de un pozo petrolífero requiere la integración de numerosas disciplinas y habilidades complementarias. Igualmente deberá llevarse a cabo una planificación exhaustiva de acuerdo a la cual tratar de alcanzar los objetivos planteados de la mejor forma posible.

Estos objetivos en base a los cuales se realiza la perforación de pozos petrolíferos se tratan de forma general pueden ser:

- La obtención de información.
- La producción de hidrocarburos.
- La inyección de gas o agua para mantener la presión en el yacimiento o aumentar la producción de hidrocarburos.
- El almacenamiento de fluidos, residuos de perforación o la captura de CO₂.
- La combinación de varios de los objetivos anteriores de forma conjunta.

De cara a la optimización del diseño del pozo, es interesante disponer de una imagen previa, lo más precisa posible, del subsuelo. De esta forma deben emplearse disciplinas adicionales que proporcionen esta información antes del diseño de la trayectoria del pozo o de la selección de los equipos de perforación.

Tras la definición de las ubicaciones óptimas para la que los pozos planteados penetren en el yacimiento, y consultas con los responsables de las distintas áreas involucradas, se acordarán las características requeridas de perforación. Se establecerán aspectos como la profundidad y la trayectoria, la inclinación máxima del pozo, el diámetro requerido, etc. El diseño tanto de las ubicaciones de los pozos, como de las características de los mismos tienen el objetivo final de minimizar los costos combinados de la propia perforación de los pozos y las instalaciones requeridas, a la vez que se busca maximizar la posterior producción.



Cuadro 3.36. Diseño de pozo. Fuente: Energy Funders

La precisión de los parámetros utilizados en el proceso de planificación del pozo dependerá en gran medida del conocimiento del campo o la región en cuestión. De forma particular durante la etapa de perforación exploratoria y las primeras etapas de desarrollo del campo existirá un cierto grado de incertidumbre en los datos del subsuelo. Resulta importante en el diseño del pozo, que estas incertidumbres estén en la medida de lo posible detalladas y cuantificadas, así como los riesgos y problemas potenciales esperados, siendo útil en este sentido la información de pozos perforados previamente en el área. Así para el diseño óptimo del pozo debe llegarse a una solución de compromiso que equilibre el riesgo, la incertidumbre y el costo con el valor general del proyecto. [38]

La base de diseño del pozo se debe recoger y documentar de forma completa, a partir del cual se genera un programa de perforación específico.

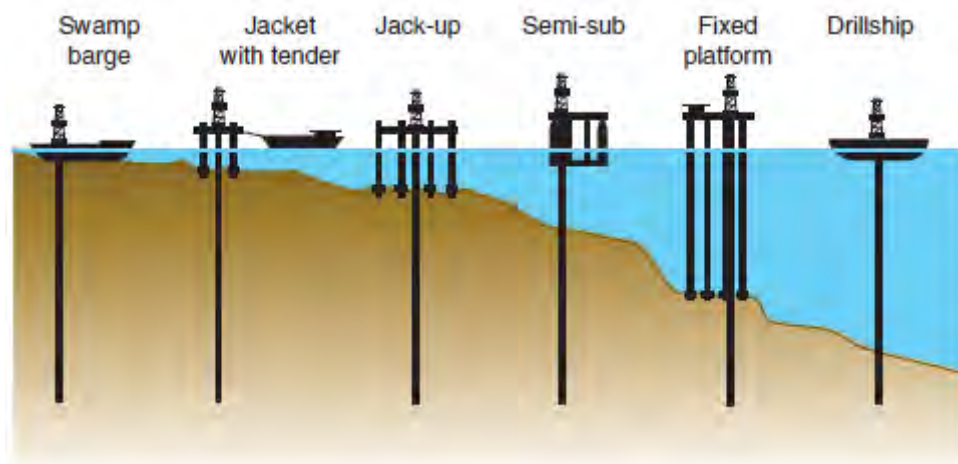
La ingeniería de pozo deberá diseñar y calcular el costo de la ejecución de los pozos petrolíferos, utilizando la información obtenida y previamente disponible acerca del yacimiento en cuestión. Deberá acordar la profundidad de diseño a alcanzar, los diámetros de las diferentes secciones del pozo y de las distintas sargas de revestimiento, el programa de cementación, empleo de lodos y tipos necesarios durante la perforación, así como la selección de los equipos de perforación adecuados y complementos relaciones, como pueden ser las brocas de perforación.

3.5.2. Equipos de perforación y selección

El tipo de equipo a seleccionar para llevar a cabo una operación en particular dependerá, entre otros, de aspectos como:

- Costo y disponibilidad.
- Profundidad del fondo marino (offshore).
- Accesibilidad del área de operación y posibilidades de transporte (onshore).
- Profundidad a alcanzar y dificultad de perforación esperada.
- Condiciones meteorológicas predominantes en el área de operación.
- Experiencia y conocimientos del equipo de perforación.

En el caso de operaciones en alta mar (offshore) para la ejecución de pozos petrolíferos se pueden contratar los siguientes tipos de plataformas de perforación: [38]



Cuadro 3.37. Tipos de plataformas de perforación marinas. Fuente: [38]

- Barcazas de pantano o swamp barges:

Se trata de un tipo particular de barcazas destinadas a la operación en aguas poco profundas (menos de 20 pies, en torno a los 6 metros de profundidad). Estas pueden ser remolcadas a la ubicación deseada para a continuación proceder a su lastrado y asentamiento en el fondo de la localización en cuestión. Así, las unidades de perforación y los equipos asociados requeridos.

De acuerdo a su denominación, este tipo de equipos e instalaciones son empleados en zonas pantanosas someras, como por ejemplo diferentes campos localizados en Nigeria, Venezuela o la costa del golfo de Estados Unidos. [44]



- Plataformas tipo jacket o drilling jackets:

Las plataformas de perforación tipo jacket están formadas por pequeñas estructuras de acero utilizadas en áreas de perforación tranquilas y poco profundas. Este tipo de estructuras permiten la perforación de varios pozos a partir de un único jacket, siendo estructuras fácilmente modificables y adaptables a las necesidades de cada operación. Una vez se ha probado la viabilidad de desarrollo de un campo marino en aguas poco profundas, la construcción y operación de esta alternativa resulta particularmente rentable, permitiendo desarrollar una progresión flexible y gradual. [45]

El desarrollo de campos marinos mediante el empleo de jackets son frecuentes en áreas costeras como puede ser el Mar de China Meridional y la plataforma del Golfo de México. De forma similar, los pozos perforados desde grandes plataformas de producción en el Mar del Norte operan de manera similar.

- Plataformas autoelevables o jack-up:

Las plataformas autoelevables o de tipo jack-up pueden o bien ser remolcadas a la ubicación deseada mediante el empleo de buques remolcadores o contar con un sistema de propio de propulsión. Este tipo de estructuras cuentan con tres o cuatro patas que llegadas al área de perforación se hacen descender hasta su asentamiento en el fondo marino. Una vez han sido aseguradas mediante su penetración una cierta distancia en el lecho marino, la plataforma se elevará sobre las mismas a una determinada altura sobre el nivel del mar. Con el objetivo de conseguir una mejor distribución del peso sobre el fondo marino, puede ser necesaria la realización de trabajos previos sobre el mismo, antes de la colocación de la estructura.



Cuadro 3.38. Plataforma jack-up. Fuente: Offshore Fleet

Así, todo el equipo de perforación, equipos auxiliares y el propio soporte están integrados en una única estructura. Este tipo de equipos están disponibles para operar en profundidades de agua de hasta 450 pies, más de 135 metros, pudiendo ser utilizadas también en ocasiones en aguas someras desde los 15 pies, algo menos de 5 metros de profundidad. A nivel mundial, constituyen el tipo de plataforma más común, empleadas en una amplia gama de entornos y adaptable a la realización de cualquier tipo de pozo. [46]

- Plataformas semi sumergibles:

Este tipo de equipos son utilizados de forma particular para la exploración y evaluación de áreas demasiado profundas para el empleo de estructuras tipo jack-up. En definitiva se trata de una especie de buque, con la particularidad de su construcción, una gran superficie de cubierta situada sobre cuatro columnas de acero. Unidos a estas columnas se dispone habitualmente de al menos dos pontones o estructuras que dotan a la plataforma de flotabilidad. Estos, previo al comienzo de la operación, se deberán llenar de agua de forma parcial, buscando que se sumerjan aproximadamente unos 50 pies, 15 metros, para aumentar la estabilidad del conjunto.

La conexión con el fondo marino se lleva a cabo mediante una tubería de acero de gran diámetro, frecuentemente conocido como riser, que sirve como conducto para la sarta de perforación. Adicionalmente se requiere la instalación de equipos específicos como el dispositivo de prevención de reventones (BOP, blowout preventer) en el fondo marino, añadiendo dificultad a la operación en aguas profundas. Las últimas generaciones de este tipo de equipos pueden llegar a alcanzar profundidades de operación de hasta 3000 metros de profundidad, más de 10000 pies. [47]

Mediante la combinación de varios sistemas de anclaje y la utilización de sistemas de posicionamiento dinámico (DP, dynamic positioning) se logra mantener la posición de la plataforma. Mientras que la reubicación de la plataforma o su traslado a una nueva ubicación deseada se lleva a cabo mediante el empleo de buques remolcadores y/o el empleo de sistemas de propulsión propios de la plataforma.



Cuadro 3.39. Plataforma semisumergible. Fuente: Offshore Energy

- Buques de perforación o drillships:

Los buques de perforación son equipos empleados en aguas especialmente profundas. Sus características generales, son las de un buque mercante tradicional, modificado y con los equipos adecuados que permiten llevar a cabo la perforación de pozos petrolíferos con elevados rendimientos. A pesar de la simplicidad relativa de su operación, en comparación con las plataformas semi sumergibles pueden resultar menos estables en condiciones meteorológicas adversas. Con este motivo y



a través del empleo de sistemas de posicionamiento dinámico encargados de controlar potentes equipos de propulsión, son capaces de contrarrestar las fuerzas de corrientes, viento y olas para mantener la embarcación en su posición objetivo. Capaces en ocasiones de mantener en promedio una precisión superior a los 2 metros de su marca, sin la utilización de sistemas de anclaje.

Los modernos buques de perforación son capaces de operar en aguas de profundidad superiores a los 3000 metros de profundidad. [48]

En algunos casos, los campos de petróleo y gas se desarrollan a partir del empleo de plataformas diferentes, adecuando el uso de estas a las necesidades y características deseadas en cada caso. Así, algunas plataformas albergarán instalaciones de producción y procesamiento, así como equipos auxiliares o viviendas e instalaciones adicionales para el personal. Alternativamente estas funciones se pueden realizar mediante el empleo de plataformas independientes, preferiblemente en aguas poco profundas y tranquilas.

La perforación así entendida se llevará a cabo únicamente durante un corto periodo de tiempo, en comparación con la vida útil del campo, por lo que analizando esto, es deseable disponer de los equipos de perforación el menor tiempo posible. Apoyando esta realidad surge el concepto de las operaciones de perforación asistidas por licitación, o tender-assisted drilling operations.

- Unidades de perforación asistida por licitación:

En este tipo de operaciones, una torre de perforación se ensambla a partir de una serie de segmentos transportados a la plataforma a través de una barcaza. Las funciones de apoyo como el almacenamiento, los tanques de lodo u otros equipos forman parte de la licitación, localizados en una espaciosa barcaza que se ancla a uno de los laterales de la plataforma. Así, es posible dar servicio a un campo completo a través de un único o un par de torres de perforación de este tipo. [49]

Una desventaja de estos equipos es la imposibilidad de operar ante condiciones meteorológicas adversas, volviéndose rápidamente inoperables y poco seguras, al tratarse de una configuración en la que la plataforma se encuentra fija y estable y el buque poder moverse con las olas.



Cuadro 3.40. Tender-assisted drilling. Fuente: SeaShip News

En la actualidad este problema está tratando de solventarse mediante el empleo de pequeñas plataformas semi sumergibles que cubran las necesidades de operación y no supongan estos contratiempos.

Por último, otra alternativa se encuentra en la construcción e instalación de plataformas fijas sobre el fondo marino.

- Plataformas fijas:

Este tipo de plataformas utilizadas para la perforación y extracción de petróleo y gas, se encuentran construidas sobre patas de hormigón y/o acero ancladas directamente al fondo marino y sobre las cuales se sitúa una plataforma capaz de soportar los equipos de perforación, instalaciones de producción y necesidades adicionales.

Sus condicionantes estáticos las hacen indicadas para operaciones a largo plazo, debiendo su diseño valorar este aspecto. Por lo general su construcción resulta económicamente viable para profundidades de hasta unos 150 metros (500 pies) mientras que para aguas más profundas resulta interesante recurrir a plataformas flotantes. [50]



Cuadro 3.41. Plataforma fija. Fuente: Offshore Mag

3.5.3. Sistemas de perforación y equipamiento

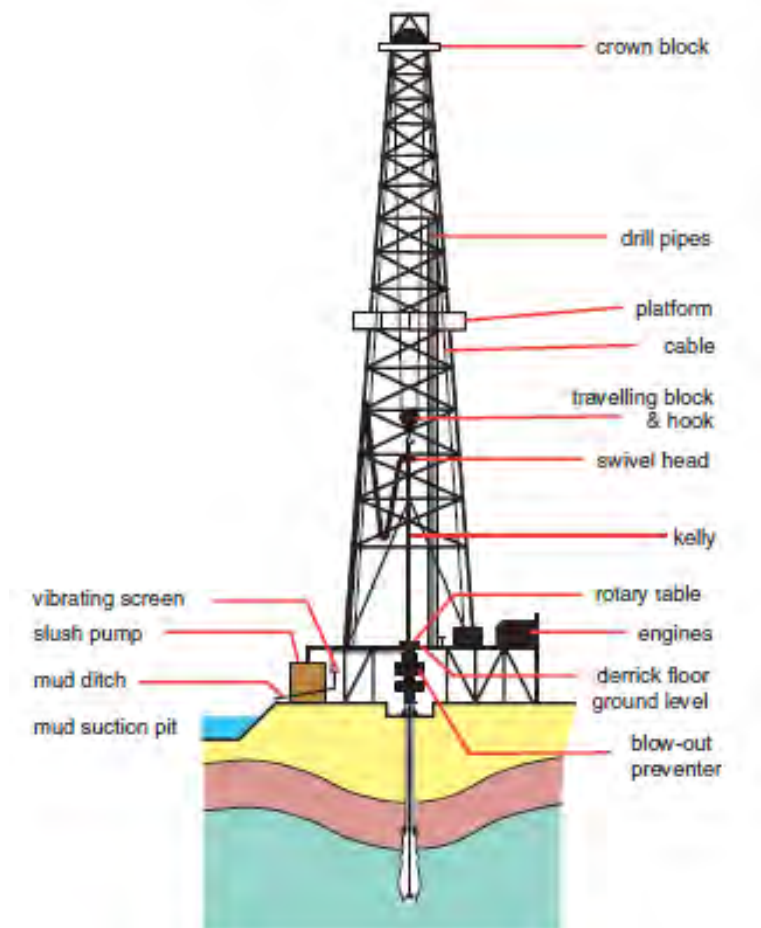
El sistema básico empleado tanto en la perforación en tierra como en alta mar, lo constituye la plataforma rotativa de perforación. Considerada en general como única unidad, las diferentes partes que conforman el equipo se encargan de llevar a cabo las siguientes funciones básicas durante las operaciones de perforación:

- Transmisión del par desde una fuente de energía ubicada en superficie a través de la columna o sarta de perforación a la broca o cabeza encargada de realizar la perforación.
- Bombeo de fluido de perforación desde la unidad de almacenamiento hacia abajo por la sarta de perforación y hacia arriba a través del espacio anular entre la sarta y el pozo perforado. Este fluido será el encargado de llevar a la superficie el detritus o recortes generados por la acción de la cabeza de perforación, limpiando, refrigerando y lubricando a la vez el conjunto de la sarta de perforación.



- Controlar las presiones del subsuelo mediante los fluidos de perforación y grandes conjuntos de sellos en superficie cuyo principal exponente es el dispositivo de control de reventones o blowout preventor (BOP).

En la práctica, las unidades de perforación en tierra y alta mar difieren bastante en términos de tecnología y grado de automatización. Entre otros, esto se debe a la disponibilidad de espacio y los requerimientos de seguridad.



Cuadro 3.42. Esquema torre de perforación. Fuente: [38]

A continuación se analizarán de forma breve algunos de los principales elementos que constituyen un sistema de perforación rotativa:

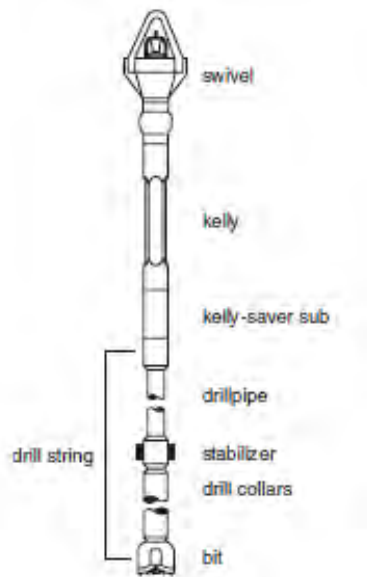
3.5.3.1. Cabeza y sarta de perforación

La cabeza de perforación o trépanos son el dispositivo que se coloca al final de la sarta de perforación para que rompa y corte las formaciones rocosas en la perforación de un pozo petrolífero. Este tipo de dispositivos se construyen de forma hueca para permitir el paso del fluido de perforación que sale por orificios específicamente situados, para lubricar y refrigerar la cabeza a la vez que ayuda a expulsar los residuos de perforación generados. [51]

Las cabezas de perforación más utilizadas son los triconos, los cuales habitualmente cuentan con dientes de acero o insertos de carburo de tungsteno para aumentar su durabilidad y eficiencia en la perforación de formaciones rocosas duras. Estas poseen tres conos giratorios montados sobre rodillos con o sin retenes.

Otra alternativa de diseño consiste en las de tipo PDC (Polycrystalline Diamond Compact), con insertos de diamante, fabricados de forma industrial con forma de pastillas de color gris oscuro. Este tipo de cabezas no posee partes móviles, alargando así su vida útil. Para su empleo en formaciones no consolidadas, areniscas o arcillas se dispone del denominado trépano de escalones o step bit. [51]

Entre la cabeza de perforación y la superficie, donde se genera el par necesario para poner en funcionamiento el sistema se encuentra la sarta de perforación. Si bien, se trata de un medio para la transmisión de energía, la sarta de perforación cumple otras funciones. Para esto, de acuerdo a la siguiente figura, se analizan los elementos que la componen de forma ascendente.



Cuadro 3.43. Esquema sarta de perforación. Fuente: [38]

Los collares de perforación (drill collars) son tramos pesados de tubería encargados de mantener la sarta de perforación en tensión, evitando pandeos y proporcionar a su vez peso a la cabeza de perforación. Los estabilizadores (stabilizers) se colocan en diferentes tramos de la sarta de perforación a intervalos, para mantener o regular la trayectoria e inclinación del pozo. El conjunto descrito hasta el momento constituye el denominado conjunto de fondo de pozo o BHA (bottom hole assembly) se encuentra suspendido de la tubería de perforación (drillpipe) formada por secciones de 30 pies de largo (aprox. 9 metros) unidas entre sí.

Sobre estas, se colocaran diferentes elementos de seguridad como el kelly-saver hub, tras el cual encontramos al kelly, un tubo de forma hexagonal que se ajusta a la mesa rotatoria de perforación, la cual al girar transmite el par desde la superficie hasta la broca. Este dispositivo cuelga del bloque móvil, y dado que este último no gira, deberá agregarse un cojinete giratorio que absorba este movimiento (swivel).

Una vez se inicia la operación y se va avanzando en el desarrollo de la misma, se deberán agregar nuevos tramos de tubería a la sarta de perforación, con objetivo de seguir profundizando. Adicionalmente puede ser necesario reemplazar la cabeza de perforación o retirar la sarta de perforación para realizar operaciones de investigación o registro. Para llevar a cabo estas operaciones es necesario el empleo de un equipo específico de elevación. Este sistema será el encargado de desplazar de forma vertical



el conjunto de la sarta de perforación, para lo cual la torre de perforación constituye el soporte estructural necesario. [52]

Aunque el sistema y las operaciones descritas llevan en funcionamiento durante décadas, algunas desventajas o inconvenientes de las mismas resultan evidentes:

- La necesidad de agregar un nuevo tramo de tubería (drillpipe) cada escasos 9 metros (30 pies) de perforación, resulta en el consumo de una importante cantidad de tiempo.
- Constituye una de las actividades más peligrosas del trabajo en una plataforma, agrupando un gran porcentaje de los accidentes e interrupciones operativas.
- Tecnológicamente, se presentan limitaciones en términos de la trayectoria o desarrollo del pozo.

En el caso de una moderna unidad de perforación móvil, frecuentemente conocida como MODU (Mobile Offshore Drilling Unit), se puede hablar de tarifas diarias superiores a los 500.000 dólares. Por tanto, la búsqueda de la optimización de tiempos constituye un pilar fundamental para tratar de reducir costes. Esto en gran medida en conjunto con el deseo de mejorar el historial de seguridad de las operaciones de perforación, ha impulsado en gran medida la automatización de las plataformas de perforación.

En este sentido, se han desarrollado y actualmente se encuentran en plena operación modernos sistemas de propulsión superior (top drive systems) en lugar de la mencionada anteriormente mesa rotatoria, o sistemas automáticos de manejo de tuberías (automated pipe handling).

3.5.3.2. Fluidos y lodos de perforación

Parte fundamental en la operación de perforación, los lodos o fluidos de perforación lubrican, refrigeran y eliminan el detritus o residuos de perforación, llevándolos a la superficie por el espacio anular de la tubería de perforación. Una vez en superficie estos lodos recorren una serie de equipos con motivo de su tratamiento y limpieza, buscando retirar los residuos que lleva consigo mediante el empleo de filtros, desarenadores o equipos más potentes destinados a las partículas más finas como los hidrociclones.

Una vez limpios, los lodos se transfieren a tanques específicos dónde se lleva a cabo su tratamiento y almacenamiento. Momento en el cual podrán ser bombeados de nuevo a través de la sarta hasta la cabeza de perforación. Reiniciándose el ciclo de nuevo con la salida del lodo a través de los orificios de la misma.

Originalmente, los lodos de perforación estaban formados por una mezcla de arcilla y agua. Hoy en día, el tratamiento y preparación de los fluidos de perforación ha alcanzado una complejidad y sofisticación mucho más elevadas, en la búsqueda de dotar a estos fluidos de unas características que optimicen los resultados a obtener.

Para lograr la extracción de manera efectiva del detritus de perforación, el fluido de perforación debe poseer una cierta viscosidad, sin embargo, este debe seguir siendo bombeable. Si la circulación del lodo se detiene, para reemplazar una cabeza de perforación por ejemplo, el lodo debe gelificarse y cualquier material contenido en él

permanecer en suspensión para evitar su asentamiento. E igualmente debe ser estable tanto a altas temperaturas y presiones como en las condiciones de superficie. [53]

Su composición no se debe ver alterada de forma importante en los procesos de lavado y limpieza, a la vez que debe ser compatible con la geología y características del yacimiento tratando de evitar la realización de daños en la medida de lo posible, evitar el hinchamiento de arcillas por ejemplo. Por último y atendiendo a los grandes volúmenes de fluidos que se bombean, transportan, tratan y posteriormente eliminan, estos deberán tener un cierto carácter ecológico, a la vez que resultan lo más económico posible. [53]

Con frecuencia los fluidos de perforación pueden clasificarse en función al material base que los constituye. Así, se tienen los denominados lodos con base agua o WBM (water-based mud) y el otro sistema posible, los lodos con base oleosa, OBM (oil-based mud). Comparativamente la ventaja de los OBM se encuentra en una mejor lubricación de la sarta de perforación, así como una mayor compatibilidad con formaciones de arcilla o sal, resultando con frecuencia en rendimientos de perforación superiores. En el pasado, combustibles tipo diésel eran empleados para la preparación de lodos OBM, dando lugar a importantes cantidades de residuos peligrosos y en ocasiones a la contaminación de grandes áreas. Práctica que hoy en día no se considera para nada aceptable medioambientalmente. Así, cualquier residuo de perforación con presencia de fluidos OBM o cualquier otra sustancia peligrosa deberá ser correctamente tratado, procediendo a su descontaminación y posterior disposición en términos y formas adecuadas. [54]

De esta forma, en la actualidad se continúan desarrollando nuevas composiciones y sistemas de lodos, como por ejemplo fluidos de perforación sintéticos que rivalizan en rendimiento con los OBM pero con un carácter medioambiental más positivo. Ejemplo de este desarrollo son los lodos sintéticos de base oleosa, SOBM (synthetic oil-based mud). La adecuada elección del fluido de perforación tendrá un gran impacto en la evaluación y producción de un pozo, debiendo ser un aspecto a estudiar y analizar en detalle.

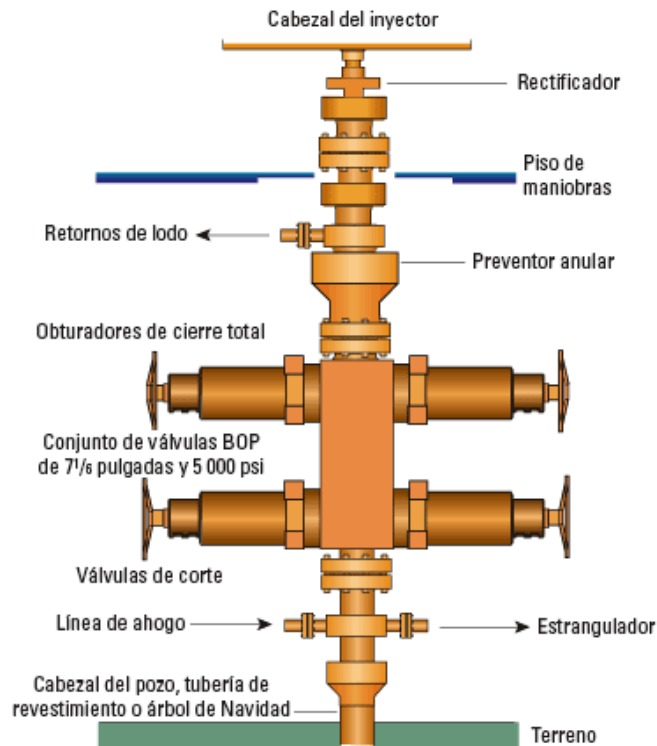
3.5.3.3. BOP o preventor de reventones

El dispositivo de prevención de reventones o BOP (Blowout preventer) consiste en definitiva en un sistema de válvulas de gran tamaño instalado en el extremo superior del pozo. Esta puede cerrarse a decisión del equipo de perforación si se pierde el control de los fluidos en el interior del yacimiento. Mediante el cierre de esta válvula, operada de forma remota a través de sistemas hidráulicos, el equipo de perforación es capaz de retomar el control del yacimiento, y llevar a cabo las acciones correctivas necesarias para mantener el control de la formación en términos de presión. [55]

Este tipo de dispositivos se comercializan en diferentes estilos y tamaños, adecuados para rangos de presiones nominales distintos. Algunos son capaces de cerrar de forma efectiva el agujero de un pozo descubierto, otros actúan sobre los componentes tubulares del pozo (columna de perforación, tubería de revestimiento o de producción),



y otros cuentan con superficies de corte de acero templado, capaces de atravesar la columna de perforación. Debido a la importancia crítica de su correcto funcionamiento, este tipo de equipos son inspeccionados y probados con frecuencia y de acuerdo a estrictos protocolos y planes de prevención de accidentes.



Cuadro 3.44. Esquema preventor de reventones o BOP. Fuente: [55]

3.5.3.4. Personal

Todas las actividades relacionadas con los equipos anteriores y más de las señaladas en los apartados anteriores, serán realizadas por el equipo de perforación entrenado y formado específicamente para tal fin, los cuales trabajarán en turnos de 8 o 12 horas en función de las necesidades y organización de cada caso. Así el responsable de la perforación y el personal asistente se encargarán de los controles del sistema de perforación en la plataforma, desde donde la instrumentación les permitirá monitorear y controlar parámetros de perforación, como:

- Par en la sarta de perforación
- Peso en la cabeza de perforación
- Velocidad de rotación
- Presión y velocidad en las bombas de fluido
- Rendimiento de la perforación (min/pie)
- Volumen de lodo en los tanques
- Peso del lodo dentro y fuera del pozo

Las operaciones de perforación realizadas mediante un sistema de medición durante la perforación proporcionarán también información útil para los ingenieros de

perforación, como parámetros de la formación, presión en el fondo de pozo, datos direccionales, etc., todo ello en tiempo real.

Además del equipo de perforación, las operaciones de perforación en la plataforma requieren de una serie de especialistas en ingeniería de lodos, posicionamiento, control de sistemas, personal de seguridad, etc., sin olvidar otras cuadrillas esenciales como personal de mantenimiento, cocina, limpieza, etc. En total es común disponer de entre 40 y 90 trabajadores en la operación en función del tipo de plataforma y la ubicación. Donde la operación en términos generales es gestionada en campo por el “Company man” o hombre de la compañía, el cual representa al operador, y un “Rig manager” que representa al contratista de perforación.

3.5.3. Preparación de los trabajos

Una vez los objetivos del pozo han sido establecidos, se debe seguir con la toma de decisiones. Una de las primeras decisiones a tomar consistirá en dónde realizar la perforación del pozo, es decir su ubicación, y el tipo de plataforma a utilizar.

Si no se ha llevado a cabo la realización de pozos de forma previa en el área, por lo general se llevará a cabo una evaluación de impacto ambiental (EIA) como primer paso, esto se realiza por los siguientes motivos:

- Cumplir con los requisitos legales del país anfitrión.
- Asegurarse de que la actividad de perforación es aceptable para el medio ambiente local.
- Cuantificar riesgos y posibles responsabilidades den caso de accidentes.

Aspectos que debe incluir la citada evaluación de impacto ambiental, incluyen:

- Protección de lugares de especial interés (reservas naturales, sitios arqueológicos, etc.).
- Control de ruido.
- Emisión de gases.
- Eliminación de efluentes y residuos.
- Control de contaminación.
- Impacto visual.
- Tráfico.
- Planes de emergencia (incendios, derrames, etc.).

Así el EIA resulta un documento de gran importancia en el desarrollo de un proyecto de perforación petrolífera. En áreas nuevas, los datos ambientales requeridos pueden no estar disponibles, por lo que la recopilación de datos puede extenderse a lo largo de varias estaciones para capturar parámetros tales como, corrientes, rutas migratorias, hábitats de reproducción o patrones climáticos.

A continuación se analizarán particularidades de los casos terrestres (onshore) y alta mar (offshore).



3.5.4.1. Preparación de trabajos onshore

En el caso de llevar a cabo la perforación de un pozo en tierra, será necesario llevar a cabo un estudio previo de la zona, a partir de la cual se puedan establecer diferentes parámetros geotécnicos, capacidad de carga del suelo, posibles rutas de acceso, restricciones particulares, lagos, reservas naturales, condicionantes topográficos o posibles suministros de agua. Estos permitirán una planificación y preparación adecuada de la futura localización.

El tamaño de la plataforma de trabajo a ejecutar dependerá en gran medida tanto de los requisitos operativos como de las posibles limitaciones impuestas en la ubicación en cuestión. Entre otras se deberá atender a: [38]

- Tipo de torre de perforación o mástil (dependerá de las cargas requeridas). Este debe poder ser instalado en la zona en la que se desea llevar a cabo la perforación.
- El diseño del equipo de perforación.
- Tamaño del pozo de residuos.
- Cantidad de espacio de almacenamiento requerido para consumibles y equipos.
- El número de pozos a ejecutar.
- Carácter temporal o permanente de las instalaciones.

Así, una torre o equipo de perforación puede llegar a pesar más de 200 toneladas, que deberán ser transportadas en cargas más pequeñas y ensambladas en la localización planteada. [38]

Previo al traslado de los equipos de perforación y auxiliares, se deberá llevar a cabo la nivelación y limpieza de vegetación de la zona. Igualmente es habitual llevar a cabo el revestimiento mediante una cubierta de plástico y la instalación de un sistema de drenaje cerrado, para proteger la zona ante posibles derrames de hidrocarburos o productos químicos y así asegurar que cualquier contaminante liberado pueda ser atrapado y eliminado de forma adecuada.

Adicionalmente, si la ubicación del proyecto hace necesario ofrecer alojamiento al personal implicado en las operaciones del pozo se deberá llevar a cabo la construcción de un campamento. Este por motivos de seguridad deberá ubicarse a una determinada distancia de la torre de perforación y constará de diferentes instalaciones y cabinas portátiles. Otras necesidades básicas de este tipo de campamentos incluyen desde la construcción o adecuación de caminos de acceso y áreas de estacionamiento, el suministro de agua potable o la adecuada gestión de residuos.

3.5.4.2. Preparación de trabajos offshore

Los requisitos de los trabajos a llevar a cabo dependerán del tipo de plataforma que se vaya a emplear, así como la extensión y el desarrollo de los trabajos planificados, entendiendo esta diferencia como las diferencias de envergadura de la posible perforación de un pozo exploratorio o el desarrollo de una amplia red de pozos de producción.

Áreas típicas de estudio en el caso de pozos exploratorios se sitúan en torno a los 4 km por 4 km, en torno al centro de la ubicación planteada. Los estudios a llevar a cabo normalmente incluyen: [38]

- Levantamiento de los fondos marinos:

A través del empleo de un sonar de alta resolución y dispositivos de específicos, es posible obtener una imagen precisa del fondo marino. Mediante esta técnica se puede valorar el efecto o influencia de estructuras preexistentes como tuberías, arrecifes o restos de naufragios. En el caso concreto del empleo de plataformas autoelevables o jack-up, disponer de un mapa preciso de estos aspectos resulta fundamental para la colocación de las patas elevadoras de forma segura.

También puede que se lleve a cabo la identificación de estructuras tipo cráter, habituales en muchas áreas. Este tipo de estructuras son el resultado del escape de gas de estratos más profundos a la superficie y podrían indicar la presencia de peligrosas acumulaciones de gas bajo la superficie.

- Estudios sísmicos superficiales:

A diferencia de los levantamientos sísmicos profundos dirigidos a la identificación de yacimientos, los levantamientos tratan de obtener la máxima información posible de las capas cercanas a la superficie.

Su objetivo igualmente es detectar bolsas de gas poco profundas o zonas de agua. Ambas pueden resultar en situaciones peligrosas y no deseadas en la ejecución del pozo, pudiendo llevar a posibles situaciones de explosión o reducción de la capacidad de carga del terreno.

- Perforación del fondo marino:

Cuando las estructuras planificadas requieren su colocación sobre el fondo marino, como en el caso de las estructuras tipo jacket, jack-up o cimentaciones fijas, se debe evaluar previamente la capacidad de carga del terreno submarino. Para ello, se suele llevar a cabo, mediante la realización de sondeos, de muestras y núcleos que serán llevadas para su posterior análisis en laboratorio.

Sobre todo en el caso del empleo de plataformas jack-up en zonas en las que previamente ya habían sido instaladas este tipo de equipos, es aconsejable recurrir al empleo de técnicas de inspección que identifiquen donde fueron colocadas las patas de la plataforma previamente, para no repetir, ni colocar cerca las nuevas de las anteriores.

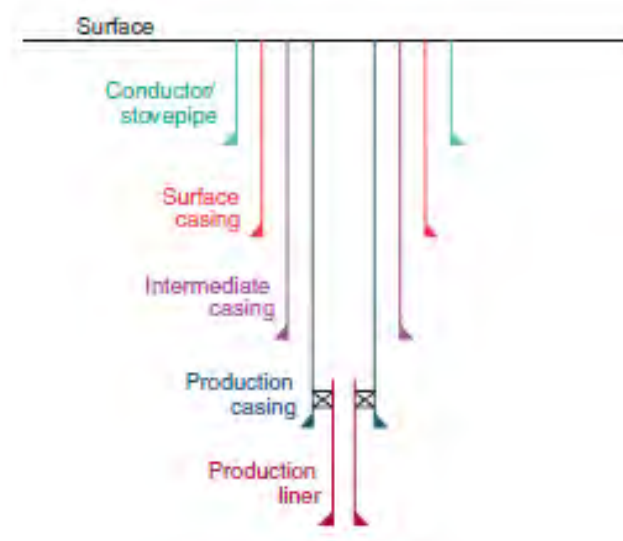
3.5.5. Revestimiento y cementación de pozos

En la perforación de un pozo de una longitud típica, de por ejemplo 2500 metros, podría tratarse de ejecutar un agujero recto en el suelo hasta esa determinada profundidad. Sin embargo, lo más seguro es que el pozo acabase colapsando alrededor de la cabeza de perforación, se produjese la pérdida de fluido de perforación hacia formaciones de baja presión o, en el peor de los casos darse el flujo incontrolado de gas o petróleo desde



el yacimiento hacia formaciones poco profundas o hacia la superficie (reventón). Por lo tanto y para tratar de evitar los sucesos anteriores, es necesario estabilizar el pozo cada cierta longitud, salvaguardando el progreso de la perforación.

El diseño del revestimiento del pozo o casing, generalmente comenzará con la instalación de un tubo o conductor de 23 pulgadas (58,42 centímetros), para continuar con el denominado casing de superficie de 18 5/8 pulgadas, casing intermedio de 13 3/8 antes de alcanzar el yacimiento, casing de producción de 9 5/8 a través de la formación, finalizando con un revestimiento de producción de 7 pulgadas denominado comúnmente “production liner”. [38]



Cuadro 3.45. Esquema secciones casing. Fuente: [38]

Tabla 3.12. Secciones y diámetros de revestimiento.

Sección	Diámetro (Pulgadas)	Diámetro (Centímetros)
Conductor/stovepipe	23	58,42
Surface casing	18 5/8	47,31
Intermediate casing	13 3/8	33,97
Production casing	9 5/8	24,45
Production liner	7	17,78

Así el revestimiento o casing está formado por una serie de tubos o canalizaciones unidas entre sí en la parte inferior del tramo anterior, de esta forma no todas las secciones llegan hasta la superficie, logrando el ahorro de materiales y costes.

Las juntas o uniones del revestimiento se diseñan y escogen en función de las cargas esperadas a las que se encuentre expuesta el conjunto durante el funcionamiento y la vida útil del pozo.

La instalación de la tubería de revestimiento o casing es el proceso mediante el cual las secciones de 40 pies (12,192 metros) de tubería de acero se fijan en la parte superior del pozo y se hace descender por el interior del mismo. Adicionalmente a este proceso

el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo se rellena con cemento.

El éxito de un proceso de cementación depende en gran medida de la velocidad de la lechada de cemento en el espacio anular. Una velocidad de bombeo alta dará como resultado un flujo turbulento que proporcionará una mejor unión que el flujo laminar más lento. Así, el cemento debe colocarse uniformemente alrededor de cada tramo de revestimiento. Esto se vuelve especialmente difícil en el caso de pozos inclinados.

Una vez se ha completado la cementación de un tramo del pozo, se deberá esperar hasta que este endurezca antes de reanudar la perforación de las siguientes secciones.

El proceso descrito hasta el momento se denomina habitualmente cementación primaria, y su objetivo principal es: [57]

- Fijar el revestimiento a la formación, dando un mayor soporte a la pared del pozo.
- Evitar que el revestimiento pandee en secciones críticas.
- Separar las diferentes zonas detrás del revestimiento y evitar así el movimiento de fluidos entre formaciones permeables.
- Sellar horizontes problemáticos como zonas de pérdida de circulación.

En los casos en los que la cementación primaria no tiene el resultado deseado, por ejemplo, si el volumen de cemento necesario se ha calculado de forma incorrecta, o si se pierde cemento en el proceso, puede ser necesaria la realización de una cementación secundaria. Esto puede requerir la perforación de guías auxiliares a través de las cuales se bombeará cemento posteriormente.

También se suele aplicar una técnica similar durante la vida útil del pozo para sellar las perforaciones a través de las cuales previamente se comunicaba la superficie con la formación.

La química de las lechadas de cemento es compleja, requiriendo el empleo de diversos aditivos para garantizar la bombeabilidad de la misma el tiempo suficiente a las presiones y temperaturas habituales en el fondo de los pozos, pero que a la vez fragüe o endurezca lo suficientemente rápido para evitar demoras indeseadas del proceso de perforación. El cemento también debe alcanzar una resistencia a la compresión suficiente para resistir las fuerzas ejercidas por la formación a lo largo del tiempo. [57]

3.5.6. Coste y contratación de servicios

Los costes de perforación de un pozo generalmente se dividen en:

- Costes fijos: tubería de perforación, revestimiento, cementación, cabezas de perforación, cargos de movilización y traslado de la plataforma, entre otros.
- Costes diarios: servicios de contratistas, tiempo de perforación, consumibles, etc.
- Gastos generales: oficinas, sueldos, pensiones, asistencia sanitaria, viajes, etc.



De forma adicional, el contratista de perforación suele cobrar un cargo bastante significativo para llevar a cabo las modificaciones y preparación de la plataforma para una campaña de perforación específica. Esto frecuentemente se asocia y se gestiona en conjunto con los denominados costes de movilización. Algo similar se da también al finalizar las operaciones, planteándose un nuevo coste de desmovilización. Estos costes pueden llegar a ser significativos, situándose normalmente entre los 5 y los 10 millones de dólares.

Así, los costes de dos pozos distintos pueden mostrar notables diferencias, asociados a diferentes factores como pueden ser:

- El tipo de pozo (exploración, evaluación, desarrollo, etc.).
- La trayectoria del pozo (vertical, inclinado, horizontal, etc.).
- Profundidad total del pozo.
- Ambiente subterráneo (temperaturas, presiones, corrosividad de fluidos, etc.).
- Tipo y clasificación de los equipos de perforación.
- Tipo de operación (terrestre o marina).
- Infraestructura disponible, transporte y aspectos logísticos.
- Clima y geografía (tropical, ártico, lugar remoto o relativamente accesible, etc.).

De forma general, la mayoría de las empresas llevan a cabo la contratación de empresas especializadas en la perforación para el suministro de equipos y mano de obra, en lugar de disponer de sus propias plataformas, equipos y personal. Las principales razones para esto son:

- La compra y/o construcción de una plataforma o torre de perforación requiere una inversión considerable.
- Los equipos y el personal deben recibir mantenimiento y retribuciones independientemente de los requisitos operativos y de las actividades de la empresa.
- La especialización de las empresas de perforación generalmente son capaces de operar de manera más económica y eficiente que una empresa que realiza operaciones de perforación como una actividad secundaria.

Así, de forma previa a la adjudicación de un contrato, habitualmente se lleva a cabo un complejo procedimiento de licitación. En este se invita a una serie de empresas del sector a presentar ofertas de acuerdo a un determinado volumen de trabajo. Las ofertas serán evaluadas en función de su precio, las especificaciones de los equipos y posiblemente de acuerdo al desempeño de operaciones anteriores, especialmente en relación a su historial de seguridad.

Los tipos de contratos más empleados en el sector incluyen: [38]

- Contrato llave en mano:

Este tipo de contrato requiere el pago del operador al contratista de una cantidad fija de dinero una vez este haya completado el pozo. Así, el contratista deberá proporcionar los materiales y mano de obra, a la vez que maneja las operaciones de

forma independiente. La complejidad de este enfoque se encuentra en garantizar la entrega de un pozo de calidad, ya que el contratista por su parte buscará realizar los trabajos de la forma más rápida y económica posible. Por lo tanto se deberá garantizar un estándar de calidad medible y claramente comprobable. Igualmente se deberán especificar las acciones correctivas que deberán llevarse a cabo en caso de que se entregue un pozo con determinadas deficiencias.

- Contrato por metraje:

El contratista recibirá la retribución acordada por pie perforado. Si bien esto proporcionará un claro incentivo para realizar una perforación rápida, se generan los mismos riesgos que en el caso del contrato llave en mano. Este tipo de contratos se utilizan a menudo en la realización de pozos donde las condiciones de los mismos son menos cruciales desde el punto de vista de la evaluación o producción de un yacimiento.

- Contrato por incentivos:

Este método de ejecución de las operaciones de perforación ha sido aplicado con éxito durante los últimos años, logrando alcanzar ahorros significativos de costes. Con este propósito existen varios sistemas de funcionamiento posible, que normalmente buscan ofrecer una bonificación por alcanzar un rendimiento superior al promedio.

Así, se analizan los costes de realización de pozos similares anteriormente, en base a los cuales se realizará la estimación de los costes esperados para el nuevo pozo. El contratista se hará cargo completamente de la perforación del pozo y los ahorros de costes logrados se dividirán entre la empresa y el contratista.

- Contrato por tarifa diaria:

La empresa básicamente lo que lleva a cabo es el alquiler de la plataforma y el personal por día. Por lo general en este caso, la compañía se encarga de administrar la operación y tiene un control total sobre el proceso de perforación. Este tipo de contrato en realidad alienta al contratista a pasar el mayor tiempo posible en la ubicación. Con una mayor conciencia de la implicación de los costes, este tipo de contratos se han vuelto menos utilizados por la mayoría de las compañías.

Los contratos reales a menudo implican una combinación de tarifas, por ejemplo, un operador puede acordar el pago de unas determinadas tarifas diarias hasta una cierta profundidad, otro tipo de tarifa por debajo de esa profundidad y tarifas en espera para los días en que la plataforma no este perforando.

- Asociaciones y alianzas:

En los últimos años, ha surgido un nuevo enfoque de contratación que está ganando una rápida aceptación en el sector. El concepto se conoce comúnmente como asociación y puede verse como una progresión del contrato por incentivos.



Si bien los acuerdos contractuales descritos con anterioridad se limitan a un solo proyecto o a una pequeña cantidad de pozos en los que el cliente paga al contratista por el trabajo realizado, la asociación describe el inicio de una relación a largo plazo entre el titular del activo, frecuentemente una empresa petrolera, y las empresas de servicios, como contratistas de perforación y proveedores de equipos. Así, se lleva a cabo la definición y fusión de objetivos comerciales conjuntos, la distribución de riesgos y recompensas financieras, teniendo como objetivo final la mejora de la eficiencia y la reducción de los costes operativos.

3.6. LOGÍSTICA EN LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Como se ha podido apreciar a partir del análisis de los apartados anteriores, en línea a la consecución de los trabajos y operaciones de exploración y producción descritas, resulta fundamental la planificación y ejecución de toda una serie de tareas y actividades de carácter complementario pero a la vez esencial enmarcadas dentro del apartado logístico del proyecto.

Alcanzar un alto nivel de excelencia en la gestión logística resultará fundamental para la ejecución segura, efectiva y eficiente de las operaciones del proyecto. Esto se logra a través de un enfoque proactivo e integral, por las diferentes partes que conforman el proyecto, buscando la optimización de recursos mediante la colaboración de las diferentes áreas implicadas.

El alcance total del apartado logístico es amplio, abarcando desde la evaluación, planificación, optimización y entrega de recursos a lo largo del ciclo de vida del proyecto petrolífero. Involucra el transporte de personas y mercancías, tanto por tierra y mar como por aire, así como la gestión de almacenamientos, inventarios, materiales y desechos.

Así, la logística representa en torno a un 10-15% del CAPEX y alrededor del 20% de los costes OPEX de un proyecto petrolífero. Igualmente representa aproximadamente la mitad de los problemas de seguridad que suceden durante el proyecto.

3.6.1. Introducción a la logística

La logística es un contribuyente fundamental en el desarrollo del proyecto y como tal representa la exposición a altos costes y diversos riesgos de seguridad.

El abanico de actividades logísticas abarca la planificación, preparación y entrega de recursos a lo largo del ciclo de vida de un proyecto petrolífero; incluyendo el almacenamiento, gestión de inventarios y materiales. Igualmente comprende el transporte de personas, mercancías y residuos tanto por vías aéreas, marítimas o terrestres.

En este tipo de operaciones la mayor oportunidad para agregar valor surge cuando los requisitos operativos se abordan al principio del proceso, antes de la toma de decisiones y compromisos clave. Esto permitirá brindar un apoyo eficiente y eficaz a todos los principales participantes a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Así surge el concepto clave de la gestión logística como parte esencial e integrada durante la totalidad del proyecto. Tratando de situar al sector logístico de E&P (Exploration & Production) como el más seguro y eficiente de la industria.

3.6.1.1. *Objetivos logísticos*

Los principales objetivos logísticos a alcanzar, incluyen:

- Proporcionar servicios y soporte logístico a un coste óptimo a lo largo del ciclo de vida del proyecto y durante la cadena de suministro (supply chain).
- Evaluar el riesgo de las diferentes alternativas logísticas para reducir el riesgo a niveles tan bajos como sea razonablemente factible, ALARP (“As Low As Reasonably Practicable”).
- Mejorar continuamente en los apartados de medio ambiente, seguridad y salud, HSE (Health, Safety & Environment), así como en los relativos a diversidad, desarrollo sostenible, desempeño social y local relativos a la logística, ya sea gestionada o ejecutada por personal propio o contratado.
- Implementar políticas, procesos, estándares logísticos apoyados en sistemas informáticos.
- Desarrollar y formar personal logístico competente.
- Desarrollar e integrar diferentes servicios en torno a un único contrato logístico (p.e. base logística) para maximizar las oportunidades de optimización.
- Compartir y actuar de acuerdo a las mejores prácticas disponibles.

La logística es un contribuyente importante (50%) de los accidentes que implican muertes o lesiones con pérdida de tiempo de operación, LTI (Lost Time Injury) dentro de las operaciones de E&P. La mayoría de estas están relacionadas con el transporte por carretera. Por lo tanto, es esencial que se lleven a cabo las evaluaciones de riesgos necesarias en todos los elementos logísticos críticos.

En cuanto a los costes, la logística tiende a situarse en torno al 10 o 15% del CAPEX y alrededor del 20% del OPEX. CAPEX (Capital Expenditures) hace referencia al capital de inversión, es decir a las inversiones en bienes para la puesta en marcha de un proyecto. OPEX (Operational Expenditures) por su parte se trata de gastos operacionales, costes en los que incurre el proyecto para su desarrollo y mantenimiento. Estos trataran de optimizarse mediante:

- Implementación de herramientas de gestión logística.
- Abastecimiento de activos y servicios de forma global, tratando de optimizar recursos.
- Uso compartido de recursos.
- Optimización de operaciones.

Para identificar y evaluar todas las alternativas logísticas de un proyecto, es necesario que un especialista en logística participe y sea parte del equipo de diseño del proyecto desde el inicio del mismo.

El concepto de gestión logística global de un proyecto, es de aplicación a todos los proyectos y las diferentes operaciones y actividades de E&P. Su enfoque se centra en la consideración del ciclo de vida completo del petróleo, cubriendo las necesidades tanto desde las fases iniciales de identificación y acceso al recurso, pasando por el apoyo en las fases de desarrollo y producción donde las actividades se vuelven repetitivas y cíclicas, hasta llegar al abandono del campo.



3.6.2. Evaluación de recursos e infraestructura logística

Siguiendo con el concepto de gestión logística global del proyecto, una de las actividades que se debe llevar a cabo consiste en la evaluación de recursos e infraestructuras logísticas, frecuentemente denominada también como LIRA (Logistics Infrastructure and Resources Assessment).

La evaluación de recursos e infraestructuras logísticas consiste en el análisis y estudio en profundidad de las infraestructuras existentes, las condiciones operativas, los recursos logísticos disponibles o las legislaciones pertinentes. El resultado de la evaluación consiste en la redacción del informe correspondiente.

La adecuada obtención de este informe garantizará que todas las opciones en cuanto a infraestructura y apartados logísticos están plenamente identificados y han sido considerados. También proporciona el conocimiento necesario para evaluar el riesgo de estas diferentes alternativas y así ayudar a minimizar la exposición de las actividades logística a dichos riesgos. Las características de este informe permitirán su evolución durante las diferentes etapas del proyecto, haciendo de él un documento vivo, sujeto a modificaciones y mejoras.

Así, los principales objetivos de la evaluación consisten en proporcionar:

- Comprensión de la infraestructura operativa, limitaciones y capacidades.
- Definir los requisitos para la filosofía operativa del proyecto.
- Información para la realización de evaluaciones de riesgo para los diversos elementos logísticos (por ejemplo, el transporte por carretera como principal contribuyente a los accidentes y fatalidades en el sector de E&P).
- Información para el desarrollo de la estrategia y plan logístico del proyecto.

En cuanto a los principales aspectos a tratar y ser cubiertos en la evaluación, se pueden encontrar:

- Identificación de riesgos.
- Análisis de la geografía, climatología, incluidas posibles estacionalidades, así como la oceanografía del país en el que se desarrolle el proyecto.
- Comprensión de la historia, desarrollo social y político del país.
- Desarrollo económico del país en términos de posibles alianzas económicas.
- Infraestructuras, carreteras, puertos, aeropuertos, ferrocarriles, ríos y complejos industriales, etc.
- Comprensión de los condicionantes financieros o fiscales que puedan afectar a la provisión de recursos logísticos.
- Regulaciones gubernamentales, incluidas aduanas y retribuciones a realizar.
- Regulaciones de inmigración y restricciones sobre permisos de trabajo para expatriados.
- Restricciones y oportunidades de viajes o transporte de personal.
- Requisitos del estado de abanderamiento de los recursos marinos y/o aviación.
- Cultura predominante de HSE (Health, Safety and Environment).
- Impacto de las operaciones logísticas en el medio ambiente y en las comunidades vecinas.
- Actitud cultural hacia la diversidad.

- Disponibilidad de recursos y proveedores de servicios adecuados, para ser compartido o contratados.
- Calidad y disponibilidad de instalaciones y servicios médicos.
- Potencial para desarrollar infraestructuras, servicios y/o oportunidades comerciales locales.
- Disponibilidad de personal debidamente cualificado.
- Costes.

3.6.2.1. Planificación y preparación de la evaluación

La planificación y preparación de una evaluación de recursos e infraestructuras logísticas por lo general consta de las siguientes fases:

- Fase de preparación y recopilación inicial de información.
- Visita al sitio (estimada entre 5 y 15 días) para identificar y evaluar posibles problemas.
- Realización de informes.

La evaluación de recursos e infraestructuras logísticas debe llevarse a cabo en las fases iniciales del proyecto, previo a la selección de equipos o definición del proyecto. Así se intentará garantizar la identificación de recursos y obstáculos potenciales, así como riesgos significativos que permitan desarrollar una estrategia logística.

En muchos lugares del planeta, las condiciones climatológicas durante una temporada del año pueden variar drásticamente de otra. Así se deberá decidir cuándo es el mejor momento para realizar la evaluación, o si puede ser necesario regresar para una segunda visita durante las diferentes condiciones estacionales para poder realizar evaluaciones específicas con mayor precisión.

A través de los responsables de ingeniería del proyecto, se debe seleccionar a un asesor o especialista logístico como líder del equipo de evaluación. Preferiblemente este debe ser el futuro responsable logístico del proyecto. Esta persona deberá formar el correspondiente equipo de evaluación normalmente formado por 2 o 3 personas, de las cuales una preferiblemente debe disponer de conocimientos sobre la región.

El líder del equipo de evaluación es responsable de:

- Seleccionar el equipo y llevar a cabo su organización.
- Emitir un programa o plan específico de roles y responsabilidades.
- Asegurar la cobertura presupuestaria.
- Preparación de los términos o aspectos de referencia de la evaluación.
- Asegurar y gestionar la disponibilidad de visados, vacunas, vuelos, alojamiento y transporte del equipo.
- Acordar las actividades planificadas con la ingeniería del proyecto.

Así, en la fase de preparación, se deben recopilar los datos necesarios a partir de todas las fuentes posibles para realizar una posterior visita a campo eficaz, por ejemplo:

- Datos del país y la región en cuestión.
- Estadísticas, p.e. número anual de accidentes con víctimas de tráfico, ingresos medios de la población, delincuencia, etc.
- Perfiles sociales.
- Información climática.



- Contratistas establecidos locales y/o regionales.
- Mapas (mapas terrestres de la región, así como aéreos y marinos).
- Fotografías satélite.
- Otras empresas operadoras o departamentos con experiencia o proyectos en la región.
- Embajadas.
- Cámaras de comercio locales.
- Condiciones económicas y fiscales.

Una potencial fuente de información se encuentra en posibles partes interesadas a participar en el proyecto. Mediante el proceso de consulta a las diferentes partes interesadas o afectadas se pueden obtener nuevos puntos de vista o informaciones interesantes a la vez que se las involucra en un diálogo constructivo. Para maximizar el valor y la eficiencia de este proceso:

- Se deben identificar y evaluar las posibles partes interesadas o afectas lo antes posible, preparando un plan de participación de las mismas.
- La participación de las partes interesadas debe comenzar lo antes posible en el desarrollo del proyecto.
- Debe designarse un representante local con influencia para representar al equipo.

A efectos del proceso de evaluación, entre las posibles partes interesadas se incluyen:

- Organismos reguladores.
- Socios o colaboradores.
- Empresas que puedan tener interés en el proyecto.
- Administraciones locales.
- Autoridades portuarias.
- Aduanas.
- Proveedores de servicios.
- Otros operadores.

El alcance de la evaluación de recursos e infraestructuras logísticas debe ser lo suficientemente flexible como para permitir dar respuesta a nuevos aspectos que puedan surgir durante el transcurso de la propia evaluación. Siendo la preparación detallada la clave para la realización de una evaluación exitosa.

El proceso de determinación del alcance trata de:

- Identificar los impulsores comerciales.
- Dar un enfoque claro sobre los problemas que deberán abordarse.
- Iniciar el proceso de comprensión de la ubicación, regulaciones y estándares, así como el contexto de la evaluación.
- Identificar de forma provisional tanto requisitos como impactos.
- Proporcionar una guía sobre la información requerida y la forma de obtenerla.
- Describir los métodos de evaluación a emplear.
- Identificar de forma preliminar de las alternativas que deben ser investigadas.
- Alcanzar un entendimiento mutuo entre los reguladores y las partes interesadas sobre aspectos clave y cómo van a ser estos abordados.

Así, la preparación de una visita de evaluación a campo, tomará de forma principal dos elementos:

- Comprensión de las características del proyecto o empresa en el contexto del ciclo de vida del proyecto en conjunto.
 - Calendario, financiación, asociaciones y naturaleza del proyecto.
 - Margo regulatorio, requisitos, normativas, contratos, o cualquier otro documento que regule la operación.
 - Estándares, procesos y cualquier otro proceso administrativo impuesto al proyecto de forma interna.
 - Instalaciones y actividades relacionadas con el proyecto.
 - Residuos esperados del proyecto para desmovilización y/o gestión.
 - Volumen, características, requisitos, peligros y flujo de materiales, equipos, vehículos, personas, combustibles, residuos, etc.
 - Dimensión máxima, pesos y requisitos de transporte de cargas.
 - Requisitos de almacenamiento.
 - Ubicaciones y especificaciones de aeropuertos, puertos, rutas y bases de suministro.
 - Capacidad de soporte y competencia de los proveedores de servicios.
 - Posibilidad de compartir recursos con otros operadores.
 - Posibilidades de implementación de sistemas informáticos de gestión logística.
- Comprensión de los aspectos del país y la región en los que se ubicará el proyecto:
 - Características climáticas, geológicas e hidrológicas:

Clima: tipo de clima (Polar, Tundra, Desierto, Selva, Pantano, Sabana, Selva tropical...), horas de luz solar, lluvia (frecuencia e intensidad), temperatura, velocidad y dirección del viento. Condiciones climáticas extremas: ciclones, huracanes, tornados, etc.

Terreno: altitud e inclinación o pendiente.

Geología: características de la superficie y firmeza del suelo, pantano o deltas, arcillas, hielo o nieve, etc.

Oceanografía: corrientes, perfiles hidrográficos, mareas, altura del oleaje, visibilidad del agua, rutas navegables y profundidad, así como tormentas, etc.

Aguas superficiales: ancho de canales, tasas de flujo, estacionalidad, perfiles de temperatura, navegabilidad, etc.

Circunstancias para la aviación: impacto de vientos, fuerza de vientos, visibilidad, hora de luz, temperaturas, obstáculos, rutas de vuelo o áreas restringidas.

Vegetación: Polar, Tundra, Desierto, Selva, Pantano, Sabana, Selva Tropical, áreas protegidas, etc.

Paisaje e impacto visual: calidad del paisaje, ubicación de receptores visuales sensibles.



Hábitats de animales, peces y aves: especies protegidas o rutas de migración sobre el área de operación planificada.

Factores socioeconómicos: demografía y población, propiedad de terrenos, medios y formas de vida, empleo y habilidades.

Áreas protegidas por intereses especiales o restricciones militares: zonas de alto riesgo desde el punto de vista de la seguridad.

- Infraestructuras, con especial énfasis en carreteras y el tráfico (carreteras, ferrocarriles, aeropuertos, oleoductos, vías navegables, líneas eléctricas, desarrollos urbanos, instalaciones de apoyo y hospitales).
- Factores culturales, expectativas y prioridades de la comunidad local, autoridades y administraciones nacionales o locales, así como organizaciones internacionales.
- Seguridad: clasificación de riesgo del país.

El informe resultante de la evaluación debe contener información y datos suficientes para permitir su evaluación independiente. El documento debe ser lo más conciso posible, independiente y capaz de ser entendido por personas no expertas. Igualmente puede resultar interesante la inclusión de un resumen no técnico en el que se destaquen las principales conclusiones de la evaluación.

3.6.3. Principales consideraciones logísticas

A continuación se desarrollan los condicionantes y principales aspectos logísticos incluyendo:

- Medioambiente, seguridad y salud (HSE).
- Gestión de la cadena de suministro.
- Transporte aéreo.
- Transporte marítimo
- Transporte terrestre
- Gestión de combustibles
- Gestión y manejo de materiales
- Gestión de residuos

3.6.3.1. Excelencia logística

Las actividades logísticas constituyen un proceso esencial que da soporte a los proyectos petrolíferos durante todo su ciclo de vida. Así representan una parte significativa de los costes de CAPEX y OPEX, a la vez que representan uno de los procesos de mayor riesgo a ser gestionados en la industria de O&G. En este sentido surge el concepto de excelencia logística, meta a alcanzar en el desarrollo de las operaciones.

Resulta fundamental que desde el principio, todas las operaciones logísticas relacionadas con el desarrollo del proyecto sean evaluadas por especialistas en logística y que las mejores alternativas sean seleccionadas debidamente considerando tanto el apartado económico como aspectos de HSE.

Así, de forma general y a modo de apoyo para alcanzar la citada excelencia logística, se plantea la respuesta a las siguientes cuestiones en modo de checklist, o lista de verificación:

Tabla 3.13. Checklist Excelencia Logística

Checklist Excelencia Logística
1. ¿Se ha llevado a cabo la identificación de los siguientes aspectos económicos asociados al desarrollo del proyecto?
<ul style="list-style-type: none"> - Sistema y condiciones fiscales. - Exoneración de aranceles de importación y exportación o tasas y tarifas (durante el proyecto y en periodos no operativos). - Impuestos y tasas de personal. - Uso de Zonas Francas. - Procedimientos de informes gubernamentales. - Envío de moneda extranjera. - Necesidades de desarrollo local.
2. Combustibles y consumibles:
<ul style="list-style-type: none"> - Temperaturas ambientales y efectos estacionales. - ¿Hay escasez de provisiones?
3. Agua potable y alimentos:
<ul style="list-style-type: none"> - ¿Son fiables las líneas de suministro o hay escasez de provisiones? - ¿El agua potable cumple con los criterios de la OMS (Organización Mundial de la Salud)? - ¿Se requiere cloración del agua potable? - ¿Son adecuados y aceptables los medios de transporte disponibles?
4. ¿Se ha establecido contacto con organismos gubernamentales?
<ul style="list-style-type: none"> - Ministerio de transporte (permisos especiales de transporte). - Autoridad de aviación civil. - Autoridades locales (policía, cuerpo de bomberos, capitán de puerto, telecomunicaciones, etc.). - Ministerio de economía y finanzas (aduanas e impuestos especiales). - Otros ministerios asociados con la recuperación de hidrocarburos. - Otros ministerios posiblemente afectados por las actividades de la compañía, por ejemplo: agricultura, pesca, inmigración, medio ambiente, etc. - Embajadas y consulados.
5. Seguros:
<ul style="list-style-type: none"> - ¿Cuáles son las regulaciones locales (es obligatorio o recomendado el seguro local)? - ¿Hay algún problema con las compañías de seguros locales/regionales (exclusiones, validez, compañías respetables)? - ¿Quién cubre el transporte? - ¿Quién cubre el almacenamiento? - ¿Cuáles son los procedimientos de reclamación? - ¿Cómo funcionan los pagos de reclamaciones de las aseguradoras locales? - ¿Se pueden pagar las primas en la moneda local? - ¿Quien contrata el seguro? - ¿Qué se necesita asegurar?



6. Requisitos legales:
<ul style="list-style-type: none">- ¿Son aplicables las normativas de exportación de la UE, EE.UU, u otras?- ¿Se conocen/están disponibles los procedimientos locales relacionados con la documentación de materiales?- ¿Se conocen las condiciones locales de importación (temporal)?
7. Condiciones locales:
<ul style="list-style-type: none">- ¿Cuáles son los factores claves geográficos, ambientales, estacionales, políticos, y regulatorios que afectan a la logística?- ¿Cuál es el clima político (limitaciones nacionales, conflictos laborales)?- Conocimiento de los días festivos/fines de semana y el horario laboral.- Conocimiento de los permisos de trabajo, licencias, edad máxima/mínima del personal expatriado.- Amenazas y posibles medidas de mitigación para el incumplimiento de los principios comerciales del país.
8. Capacidades:
<ul style="list-style-type: none">- ¿Hay suficiente personal logístico cualificado?- ¿Se habla inglés?- ¿Se dispone de experiencia en la industria del petróleo y gas? (HSE, logística, proveedores, manipulación de tuberías, manipulación de productos químicos, etc.)- ¿Cuál es la legislación laboral?

3.6.3.2. Medioambiente, seguridad y salud (HSE)

Las tendencias globales hacen que la preocupación por el medioambiente, la seguridad y la salud de los empleados así como de quienes se encuentran en las operaciones y sus alrededores convierten a estos aspectos en una prioridad para las compañías, dedicando cada vez mayores recursos a su control y mejora.

La logística es una de las operaciones con mayor exposición y riesgos en cuanto a seguridad, contabilizando gran parte de los accidentes que implican lesiones de personal o incluso fatalidades dentro de las operaciones de E&P.

A través de una adecuada gestión logística es posible llevar a cabo las operaciones de acuerdo de unos mayores estándares de seguridad. Así, resulta posible la detección eficaz de procesos críticos y riesgos, llevando a cabo su minimización ALARP (As Low As Reasonably Possible).

Mediante la minimización de riesgos y la incorporación de conocimientos adquiridos en base a experiencias previas, comúnmente denominadas lessons learned (lecciones aprendidas) puede llevarse a cabo la optimización logística en términos de HSE (Health, Safety and Environment). La familiarización y cumplimiento de normativas, guías, así como políticas propias de cada empresa serán requisitos previos imperativos en la planificación y determinación de cualquier actividad logística.

Entre otros, resultan comúnmente de aplicación:

- Sistemas de gestión de HSE.
- Aplicación de estándares de E&P.
- Guías de seguridad y HSE, certificaciones (p.e. ISO 14001).

Salud:

El impacto de las operaciones a desarrollar en la salud de los empleados, contratistas, así como de las comunidades locales debe ser considerado como un aspecto clave en el correcto desarrollo del proyecto. Para la gestión de la salud comúnmente se recurre al empleo de planes o estándares mínimos de seguridad.

En términos de planificación de cualquier operación logística, resultan de interés las siguientes actividades:

- Evaluación de riesgos para la salud.
- Evaluación de impactos en la salud.
- Análisis de instalaciones sanitarias locales y de respuesta ante emergencias médicas.

Seguridad:

Históricamente, la logística ha demostrado ser la actividad con mayores riesgos de seguridad dentro de las operaciones de E&P. Las principales áreas dónde tienen lugar los accidentes laborales que implican muertes o fatalidades se concentran en el transporte por carretera principalmente, y en mucha menor medida en el transporte aéreo y marítimo.

Así, las operaciones logísticas requieren la implementación de rigurosos controles de seguridad, frecuentemente articulados por estándares o la aplicación de normativas.

Una opción, consiste en llevar a cabo un análisis de deficiencias o gap analysis, para evaluar los estándares de seguridad locales en comparación con los propios de la compañía. Debiendo prestar especial atención al transporte por carretera y su infraestructura relacionada, ya que son el origen de la mayoría de los accidentes y problemas de seguridad.

Los hallazgos de este análisis de deficiencias, deben ser usados como entradas en la realización de nuevas evaluaciones de riesgos en el desarrollo del proyecto.

De forma adicional, la seguridad en las operaciones se define como la identificación, evaluación y gestión de los riesgos de seguridad de las personas, la propiedad, la información o incluso la reputación derivada de errores, prácticas maliciosas, delitos, desórdenes civiles, extremismo, terrorismo o conflictos armados.

El objetivo de la seguridad en las operaciones es contribuir a:

- La creación de un entorno de trabajo seguro.
- Minimizar las pérdidas económicas y posibles paradas no deseadas en las operaciones.
- Salvaguardar la integridad y reputación de la compañía.

Medioambiente:

El cambio climático es un tema de gran importancia en la sociedad actual. Este afecta cada vez más a la forma en la que las compañías petrolíferas hacen negocio, tanto en términos de emisiones de gases de efecto invernadero en sus propias instalaciones, como las producidas por los clientes finales al utilizar los productos generados por las primeras.



Así, debe darse cada vez más prioridad a la adopción de acciones que puedan mejorar el efecto que las operaciones petrolíferas puedan tener sobre el medio ambiente, como socialmente formalizan normativas y protocolos como el Protocolo de Kioto, uno de los más comunes y famosos en este aspecto.

El cumplimiento de normativas y legislaciones locales relativas a la protección del medio ambiente a menudo se supera con la implementación de estándares propios de la compañía.

HSE checklist:

A continuación se presenta una posible lista de verificación (checklist) breve para la planificación de las operaciones logísticas desde el punto de vista de HSE:

Tabla 3.14. HSE Checklist

HSE Checklist
General
1. ¿Cuál es la capacidad del entorno local para cumplir con los requisitos de respuesta ante emergencias planteados en las preguntas 2, 3, 4 y 5?
Respuesta ante emergencias
2. ¿Qué plan de contingencia existe para dar asistencia en caso de disturbios?
3. Seguridad (de personal, activos y operaciones) y posibilidades de evacuación
4. Identificación de refugios seguros
5. Hospitales disponibles para MedEvac, nivel de competencia y posibilidad de aterrizaje de helicópteros en sus inmediaciones.
6. ¿Qué capacidades de respuesta ante el derrame de hidrocarburos (OSR, Oil Spill Response) están disponibles?
Estándares mínimos:
7. ¿Se pueden cumplir los reglamentos de salud, seguridad y medioambiente de la compañía? Evaluación a través de un análisis de deficiencias (gap analysis)
8. ¿Cuál es la cultura de HSE local?

3.6.3.3. Gestión de la cadena de suministro

La definición de la estrategia de compras y de contratación de equipos y servicios es un punto fundamental en el desarrollo del proyecto. Deben aplicarse técnicas de evaluación y análisis, que favorezcan la adecuada gestión de los recursos de la compañía. Frecuentemente se suele posicionar los equipos y/o servicios dentro de tres categorías: críticos, cuello de botella y/o rutinarios, con el objetivo de tratar de reducir el coste del ciclo de vida del proyecto.

Al evaluar el coste total de una operación se deben considerar todos los costes involucrados:

- Precio.
- Cantidades.
- Compra/contratación.
- Conservación/almacenamiento.
- Operación/mantenimiento.

- Gestión final/desmovilización.

También se deben considerar los siguientes factores:

- Marco temporal del proyecto.
- Incentivos fiscales financieros.
- Requisitos de desarrollo o participación local.
- Desarrollo sostenible.
- Restricciones aduaneras.
- Controles de exportación.
- Disponibilidad de recursos.

Los contratos pueden establecerse mediante licitación o mediante negociación directa, pudiendo las regulaciones propias de la empresa, las de acuerdos o alianzas o las propias del país, restringir la elección. De forma general, para el desarrollo de operaciones logísticas se pueden dar diferentes tipos de contratos:

- Contratar servicios de uso ocasional mediante contratos temporales o de liberación (call-off contract).
- Contrataciones puntuales o tipo chárter (generalmente en términos de contratación industrial).
- Contrataciones a medio y largo plazo.
- Arrendamiento de equipos, con administración y mantenimiento por parte del contratista.

Para el suministro de materiales existen los siguientes tipos de contrato:

- Acuerdo de precios.
- Acuerdo de almacenista.
- Acuerdo de almacenaje.
- Acuerdo de stock en consignación.
- Acuerdo de términos y condiciones.
- Just in time/acuerdos de colaboración

Ventajas y desventajas de contratar a largo plazo frente a corto plazo:

- Ventajas de los contratos largo plazo:
 - Posibilidades de asociación.
 - Mayor o mejor respuesta del mercado.
- Desventajas de los contratos a largo plazo:
 - Necesidad de evitar la aplicación de tarifas diarias durante picos del mercado.
 - Riesgo financiero en caso de terminación anticipada.
 - Riesgo de complacencia con el contratista.
- Para la provisión de servicios, es preferible tener el menor número de contratos posible en vista de:
 - Menor coste de gestión.
 - Concentrar responsabilidades en un solo punto.



- Estrategia de contratación sugerida:
 - Gestionar los envíos de cargas y su despacho de aduanas en un solo contrato (responsabilidades en un solo punto hasta que se declare la mercancía en aduanas).
 - Cadena de suministro (por ejemplo, ubicaciones de transporte, almacenamiento, gestión de inventario, manejo de materiales, operaciones de la base de suministro, etc.) bajo un mismo contrato (responsabilidad en un solo punto hasta el lugar de trabajo del cliente).

De acuerdo a tratar de alcanzar una adecuada gestión de la cadena de suministros, frecuentemente denominada supply chain management, se plantea la respuesta a las siguientes cuestiones tipo:

Tabla 3.15. Checklist gestión de la cadena de suministro.

Checklist gestión de la cadena de suministro
1. Evaluación comparativa:
<ul style="list-style-type: none">- ¿Cuáles los precios locales y regionales en comparación con los precios internacionales?- ¿Cuáles son los precios ex-works y los costes de entrega?
2. Contratistas y proveedores:
<ul style="list-style-type: none">- ¿Existen restricciones importantes y/o listas negras?- ¿Cuál es la moneda a emplear?- ¿Se pueden emplear diferentes divisas?, en caso afirmativo, ¿cuál es el procedimiento?- ¿Pueden los proveedores de servicios importar y exportar sus propios equipos, materiales y personal sin el apoyo de la compañía?- ¿Tienen los contratistas un conocimiento adecuado de los requerimientos y aspectos legales?- ¿Cuál es la política de almacenamiento de estas empresas?
3. Aduanas:
<ul style="list-style-type: none">- ¿Se requiere o es posible realizar inspecciones previas al envío?
4. Disponibilidad:
<ul style="list-style-type: none">- Productos químicos.- Cementos.- Tuberías de perforación y revestimiento.- Cabezas de perforación.- ¿Qué restricciones hay en cuanto a la importación o exportación?- Talleres de trabajo y máquinas para reparación de motores, incluido repuestos, etc.- ¿Hay equipos de registro y toma de muestras disponibles? Incluidas cajas de registro, botes de muestras, registro y toma de muestras de gas, etc.- ¿Se requiere equipo para prueba de producción?- ¿Qué materiales están disponibles de forma local? (consultar precio, disponibilidad, plazo de entrega, opciones, etc.)

<ul style="list-style-type: none"> - Ropa de seguridad (cascos, gafas, zapatos, etc.). - Equipos de seguridad (extintores, arneses, etc.). - Material de embalaje (plásticos, cajas, etc.). - Herramientas generales de almacén. - Madera (para almacenamiento de tuberías). - Eslingas, grilletes, cestas, contenedores, pallets, etc. - Papelería. - Telecomunicaciones. - Comida. - Generadores. - Bombas y tubería de agua. - Equipamiento de oficina y muebles - Aire acondicionado. - Combustibles, aceites, lubricantes y grasas (almacenamiento, transporte, calidad y fiabilidad). - Materiales de construcción estándar (cemento, barras de refuerzo, ángulos de hierro, etc.).
5. Condiciones de entrega:
<ul style="list-style-type: none"> - ¿Cuáles son los términos de entrega óptimos? (Aplicación Incoterms 2000) - ¿Cuáles son los términos de entrega más utilizados? ¿Existe una brecha entre los términos utilizados y los necesarios?
6. Interfaces:
<ul style="list-style-type: none"> - Verificar la interfaz con otros contratistas. En el caso p.e. del contrato de perforación, verificar que equipo está cubierto por qué contrato, incluidos los servicios asociados (transporte, almacenamiento (incoterms), perforación, servicio de lodos, servicio de cementación, servicio de registro y toma de muestras, contratista de pruebas de pozo. - De manera similar, verificar la interfaz con los transportistas y los agentes y trámites aduaneros (El envío de fletes y el despacho de aduanas debe estar cubierto por un mismo contrato, focalizar responsabilidades en un solo punto).
7. Adquisiciones internacionales:
<ul style="list-style-type: none"> - A nivel local, agencias, etc. - Disponibilidad de servicios de taller de apoyo a la ingeniería de pozo, etc.
8. Proveedores de suministros:
<ul style="list-style-type: none"> - Verificar la disponibilidad local de suministros, almacenistas, fabricantes, proveedores, etc.
9. Control y gestión de calidad:
<ul style="list-style-type: none"> - ¿Cuáles son los estándares de calidad? - ¿Cuáles son los requisitos de garantía y control de la calidad (inspección, certificación, etc.)? - Posibles terceros relevantes establecidos localmente.



10. Alquiler:
- Posibilidades de alquiler de herramientas.
11. Cadena de suministro:
- Principales cadenas de suministro de entrada. - Principales cadenas de suministro de salida. - Restricciones al transporte de mercancías peligrosas como químicos, explosivos o materiales radiactivos (tierra, mar y aire).
12. Lista de compras:
- Obtener la lista de compras o necesidades de aprovisionamiento, con descripción completa y cantidades (estableciendo especificación de repuestos y cantidades). - Comprobar que materiales deben ser suministrados por los diferentes contratistas (perforación, servicio de lodos, cementación, registro y muestreo, prueba de pozos, etc.). - ¿Quién lleva a cabo el suministro de equipos de manipulación, combustibles y lubricantes, etc.?
13. Excedentes:
- ¿Hay excedentes previos disponibles? ¿En qué condiciones? ¿Se dispone de certificados?
14. Términos y condiciones:
- ¿Cuáles son las condiciones de compra?
15. Cadena de suministro:
- Identificar los componentes individuales de la cadena de suministro total.
16. Desarrollo local:
- ¿Cuál es la política de desarrollo local o de compras locales? - Contratación: considerar todas las opciones (compra, alquiler, largo plazo, corto plazo, etc.). - Opciones comerciales: considerar todas las opciones para integrar varios pasos de la cadena de suministro en un solo contrato.

3.6.3.4. Transporte aéreo

Las compañías petroleras habitualmente disponen de departamentos específicos especializados encargados de establecer los requerimientos de transporte aéreo y temas relacionados con la aviación. A través de la participación de estos en los diferentes procesos de exploración y producción de hidrocarburos es posible proporcionar la experiencia necesaria para evaluar los factores influyentes, como el terreno, las distancias, el clima, las instalaciones disponibles, y hacer las recomendaciones necesarias respecto al transporte aéreo.

Destacar los considerables tiempos de espera, típicamente entre 6 y 12 meses, necesarios para el desarrollo de operaciones y garantizar la disponibilidad de aeronaves adecuadas operadas por un contratista previamente aprobado.

Asociado a este tipo de operaciones, de nuevo es necesario aplicar criterios de HSE, así como análisis y evaluaciones de riesgo, con el objetivo de minimizar estos últimos a niveles mínimos.

De esta forma, la aplicación del transporte y operaciones aéreas puede ser necesario por las siguientes razones:

- La naturaleza del terreno, la infraestructura local o las distancias a cubrir hacen que el transporte aéreo sea de necesaria aplicación.
- Las condiciones ambientales y/o sociales no permiten la construcción de carreteras.
- La transferencia del barco a la plataforma se considera peligrosa o no apropiada.
- Ante la exposición a riesgos para la seguridad de los pasajeros en el caso de emplear transportes terrestres.

Si se considera probable la necesidad de emplear el transporte aéreo para el desarrollo de operaciones logísticas, previo a la evaluación de recursos e infraestructuras logísticas, se deberá llevar a cabo la recopilación de la siguiente información:

- Distancias proyectadas, rangos, capacidades, consumo de combustible, así como la relación entre rango y capacidad de carga.
- Identificar y definir flujos de pasajeros, materiales, equipos, combustibles y otros.
- Niveles de utilización esperados.
- Número de vuelos previstos, horas de vuelo, pasajeros, flota.
- Mejor alternativa en cuanto al tipo de aeronave (ala rotatoria, jet o ala fija turbopropulsada) para las operaciones planificadas, número de aviones necesarios, tripulación de vuelo y personal auxiliar.

Posibles actividades relacionadas con el transporte aéreo en el desarrollo de operaciones de exploración y producción de hidrocarburos son:

- Rotación y cambio de personal (crew change) o traslado de equipos.
- Rotación y cambio de personal entre plataformas o transferencia de equipos.
- Rotación y cambio de personal en alta mar (offshore) o transferencia de equipos.
- Operaciones sísmicas terrestres aerotransportadas.
- Levantamientos geofísicos aerotransportados.
- Operaciones de elevación de equipos.
- Traslado de cargas externas.
- Inspección de instalaciones y oleoductos.
- Pulverización de áreas.
- Control y dispersión de derrames de hidrocarburos.
- Fotografía aérea.
- MedEvac (Evacuaciones médicas).
- Lucha contra incendios con medios aéreos.
- Servicios de búsqueda y salvamento aéreo o SAR (Search and Rescue).



Decisiones estratégicas:

Para cumplir con este tipo de actividades y/o requisitos, se deben considerar las siguientes opciones en orden de preferencia:

- Utilización de horarios y líneas aéreas comerciales.
- Contratación de transporte aéreo exclusivo de proveedores de servicios aprobados previamente por la compañía.
- Considerar la opción de compartir recursos y servicios previa aprobación de la compañía.
- Adquirir recursos propios y explotarlos si es posible obtener beneficios a largo plazo.

Todos los tipos de aeronaves utilizados para el transporte así como el personal contratado deben ser aprobados previamente por la compañía. Cualquier operador de aeronaves invitado a licitar debe ser auditado y aprobado de acuerdo a los procedimientos de la compañía. El operador de aeronaves debe aprobar con éxito dicha auditoria antes de comenzar las operaciones.

Decisiones tácticas:

A continuación se desarrollan diferentes aspectos y consideraciones para la correcta selección y planteamiento de los servicios de transporte aéreo:

- Aeronave:
 - Selección del tipo de aeronave para el entorno local (altitud, presión, temperatura).
 - Selección de aeronaves con equipos adecuados (HUMS, FDR, CVR, ELT, etc.).
 - Selección del tipo de aeronave necesario para la operación específica.
 - La carga útil o capacidad de la aeronave, relacionada con su alcance o rango, la carga de combustible, el clima y la temperatura ambiente.
 - Necesidad de ofrecer un servicio aéreo dedicado para el transporte de un gran número de personal largas distancias de forma regular.
 - Utilización de aeronaves y tripulaciones: limitaciones de tiempo de vuelo y/o servicio.
- Instalaciones terrestres:
 - Requerimientos en cuanto a modificaciones en la pista de aterrizaje existente o construcción de una nueva, ubicación geográfica y coordinación con las autoridades de aviación civil y medio ambiente.
 - Almacenamiento y transporte offshore de combustible para aviación.
 - Provisión de combustible para aviación en estado limpio, sin agua ni contaminación.
- Comunicaciones y navegación:
 - Comunicación tierra-aire; VHF AM, HF SSB, VHF FM, seguimiento de vuelo por satélite. Deberán garantizarse las comunicaciones entre el

helicóptero y los diferentes implicados en el correcto desempeño de las operaciones aéreas (piloto, personal en destino, equipos de seguridad...).

- Seguimiento del vuelo de la aeronave.
- Ayudas a la navegación.
- Sistemas de aterrizaje y aproximación.
- Suministro de datos meteorológicos.

Igualmente, de forma adicional se plantea la necesidad de responder a las siguientes cuestiones tratando de contemplar los diferentes aspectos y características de las operaciones aéreas:

Tabla 3.16. Checklist transporte aéreo

Checklist transporte aéreo
1. Identificar cualquier brecha entre los estándares y códigos de HSE de la compañía y la situación local.
2. Efectos de las restricciones de carga o capacidad útil de la aeronave, capacidades requeridas, movimientos de personal requeridos.
3. Planteamiento de las rotaciones de personal en operación (1 día por semana, quincena o mes).
4. ¿Existen áreas de vuelo restringidas?
5. Capacidades, tarifas y horarios de las aerolíneas comerciales disponibles.
6. Principales operadores de ala fija y ala rotatoria (aerolíneas, militares, contratistas).
7. ¿Están los operadores y los tipos de aeronaves aprobados de acuerdo a los estándares de la compañía?
8. Disponibilidad de aviones chárter especiales.
9. Consideración de aspectos técnicos, mantenimiento por tiempo de vuelo, por condiciones climáticas, por tiempo de actividad esperado, etc.
10. ¿Tiene la aeronave que estar registrada bajo la bandera nacional o se requieren pilotos nacionales? ¿Se permite que los pilotos extranjeros operen aeronaves en el país?
11. ¿Qué tipo de acuerdos se requieren para permitir que un operador de aeronaves extranjero se establezca en el país?
12. ¿Las heliplataformas o helipuertos presentes son compatibles con los helicópteros disponibles?
13. Ubicación de aeropuertos y pistas de aterrizaje, longitud de esta última, categoría, iluminación, tipo de aeronaves aceptadas, horas de operación, vuelo nocturno, capacidad de extinción de incendios, etc.
14. ¿Se dispone de combustible para aviación y el equipo necesario para su suministro? ¿Se puede movilizar y utilizar de noche?
15. Procedimientos de control y evaluación de calidad del combustible para aviación.
16. ¿Se puede utilizar el aeropuerto o base de helicópteros durante la noche (en caso de evacuación médica por ejemplo)?



17. ¿Cuál es el procedimiento en caso de incidentes o accidentes?
18. ¿Cuáles son las capacidades de salvamento y rescate en la región?
19. Disponibilidad de instalaciones de telecomunicaciones en las bases de operación.
20. Consideraciones de seguridad y respuesta ante emergencias.
21. Costes y presupuestos anuales esperados.
22. Requisitos de transporte aéreo.
23. Condiciones climáticas, meteorológicas y de temperatura susceptibles de afectar a las operaciones aéreas.
24. Tipo de aeronave disponible en el país y empresas disponibles con experiencia aceptable.
25. Aeronaves extranjeras importadas para su uso si no están disponibles de forma local.
26. Consultas con las autoridades locales de aviación civil y posiblemente aviación militar.
27. Características geológicas y topográficas de la zona de operación, espacios necesarios para maniobras, despegues y aterrizajes.
28. Topografía local para la selección de campamentos y ubicaciones clave.
29. Áreas políticamente sensibles.
30. Zonas restringidas (militares, nucleares, etc.).
31. Consideraciones ambientales que puedan afectar al desarrollo de las infraestructuras (especies protegidas, deforestación de pistas, etc.).
32. Proximidad a los recursos de búsqueda y salvamento y respuesta ante emergencias.
33. Factores ambientales que afectan al mantenimiento de aeronaves (arena, agua salada, temperaturas extremas).
34. Factores ambientales que afectan al desempeño de la aeronave (arena o polvo capaces de causar un mayor desgaste y disminución del rendimiento de la turbina y equipos).
35. Vecindad de vías fluviales con respecto al almacenamiento de combustible para aviación y riesgos de contaminación ambiental.
36. Restricciones ambientales locales en la selección de la pista de aterrizaje o helipuerto.
37. Helipuertos con suficiente espacio libre en el suelo para el movimiento de personal, vehículos, maniobras en tierra, aproximación, aterrizaje, despegue y ascenso.
38. Disponibilidad de pistas de aterrizaje disponibles para operaciones de ala fija adecuadas para el tipo de operación y de aeronave.
39. Instalaciones para el estacionamiento de aeronaves.
40. Posibilidad de ofrecer servicios en áreas desérticas, montañosas o selváticas. Limpieza y preparación de superficies para estudios sísmicos.

41. Edificio (hangar/taller) para realizar el mantenimiento y protección de las aeronaves ante fenómenos climáticos adversos, oficinas, sala de control, sala de reuniones, almacenamiento de repuestos, combustibles y lubricantes.
42. Disponibilidad y fiabilidad eléctrica, incluidas fuentes de alimentación de reserva.
43. Seguridad de cargas y equipaje en las aeronaves.
44. Equipos de limpieza de pistas (nieve, hielo, arena, etc.).
45. Seguimiento de vuelos.
46. Ayudas a la navegación (estaciones terrestres y tipos de ayuda disponibles).
47. Alternativas para la aproximación de vuelos y tecnologías disponibles.
48. Suministro de datos meteorológicos.
49. ¿Tienen los proveedores de servicios aéreos conocimiento de las normativas y regulaciones locales?

3.6.3.5. Transporte marítimo

El transporte marítimo tanto de materiales y equipos, como de graneles, desechos, combustibles e incluso personas (la transferencia de personal asociada a las rotaciones de personal entre tierra firme y plataformas offshore por vía marítima solo se lleva a cabo en casos excepcionales), se puede utilizar en diversos entornos: marinos, fluviales, lacustres.

Así, el transporte marítimo se puede dividir en tres grupos distintos:

- Logística marítima (asociada al flujo de pasajeros, materiales, equipos, combustibles y graneles):
 - Buques de suministro (Supply Vessels).
 - Distintas combinaciones de barcasas y remolcadores.
 - Lanchas de desembarco en playas.
 - Embarcaciones de carga rápida y tripulación.
- Operaciones marinas:
 - Operaciones de remolque.
 - Manejo o manipulación de anclajes (anchor handling).
 - Barcos de vigilancia o seguridad.
 - Buques de reserva - Preparados para dar respuesta ante emergencias y/o aspectos de seguridad.
 - Terminal de amarre.
 - Terminal de mantenimiento.
 - Operaciones submarinas (buzos profesionales).
 - Operaciones con ROV (remoted operated vehicles).
- Operaciones marinas especializadas
 - Ingeniería offshore (operaciones de remolque, instalación, conexión y puesta en marcha).
 - Barcasas.
 - Grúas - Operaciones de elevación pesadas (Heavy lift).
 - Colocación de tuberías.



- Gestión del hielo (por ejemplo, alrededor de las plataformas).
- Levantamientos y prospecciones sísmicas, etc.
- Barcos de perforación (drillships).
- Buques de seguridad y protección (militarizados).
- Alojamiento en alta mar.

A partir de estos datos se deberán llevar a cabo las evaluaciones de riesgos pertinentes, con el objetivo de minimizar la exposición a estos, igualmente se deberán cumplir diferentes estándares de HSE y análisis de brechas o posibles deficiencias.

Resulta interesante en muchos casos evaluar y considerar compartir recursos o programar operaciones para que coincidan con las de otras compañías, evitando así en la medida de lo posible costes de movilización y desmovilización.

El tipo de embarcación requerida en cada caso dependerá en gran medida de las condiciones marinas y ambientales de la región. Se deben analizar distancias a cubrir desde la base, el clima (tropical, severo, áreas de hielo, etc.), profundidad y disponibilidad de espacio para maniobras y operaciones de mantenimiento, etc., así como los diferentes requisitos locales y/o nacionales.

- Saber exactamente que operaciones se espera que realice la embarcación. Siendo habitual que un solo buque no sea capaz de realizar todos los trabajos.
- Conocer las limitaciones operativas del área para garantizar que el adecuado trabajo del barco (restricciones de profundidad, eslora y manga del barco).
- Cuestiones de bandera, requerimiento, o no, de poseer bandera local para el suministro en aguas costeras (cabotaje). Países como Rusia o EE.UU. exigen que los buques que comercian entre puertos en ese país estén registrados en ese país.
- Aspectos de seguridad en las embarcaciones: se deben llevar inspecciones de seguridad en las embarcaciones a emplear (previo al inicio de las operaciones y de forma periódica durante las mismas) así como inspecciones y auditorías al propietario/armador si se trata de contratos de larga duración.

Dentro del ámbito del transporte marítimo, se dispone de otra alternativa, el empleo de aerodeslizadores o ACV (Air Cushion Vehicles). Este particular tipo de equipos pueden ser empleados para:

- Operaciones de búsqueda y rescate.
- Operación en caso de accidentes o desastres medioambientales.
- Evacuaciones y rescates médicos.
- Transporte de equipos de extinción de incendios y otros equipos de respuesta ante emergencias.
- Realización de viajes de reconocimiento.
- Respuesta ante derrames de hidrocarburos, transporte y despliegue de equipos.
- Transporte de vehículos.
- Cambios o rotaciones de personal.
- Suministro de comida y otros bienes.

La operación de aerodeslizadores resulta en general menos costosa que la de los medios aéreos, igualmente que los medios terrestres al no requerir de carreteras y/o puentes, sin embargo necesitan la instalación de rampas de aterrizaje y zonas de mantenimiento. El empleo de aerodeslizadores se puede considerar para áreas inaccesibles por otros modos de transporte, pero sólo son adecuados en áreas abiertas planas como estuarios, pantanos, desiertos o tundras o playas de poca pendiente. Los aerodeslizadores pueden realizar todas las funciones para un transporte o envío de mercancías rápido. Tienen un perfil relativamente ideal para su empleo en actividades de búsqueda y rescate, a la vez que proporciona una plataforma o superficie flotante de estabilidad ideal para otras actividades en alta mar. El impacto ambiental de los aerodeslizadores por tanto es limitado, no requiere el desarrollo de grandes o complejas infraestructuras, pero puede provocar considerables impactos sociales en término de ruidos, olas o vibraciones.

Consideraciones a la hora de llevar a cabo la planificación del transporte marítimo incluyen las siguientes:

Tabla 3.17. Checklist transporte marítimo.

Checklist transporte marítimo
1. Identificar cualquier brecha entre los estándares y códigos de HSE de la compañía y la situación local.
2. ¿Se requieren medios adicionales o indicados para su trabajo en condiciones de hielo? U otros condicionantes especiales.
3. Disponibilidad local de equipos, capacidades, números, etc.
4. Consideraciones de seguridad y de respuesta ante emergencias.
5. ¿Compra, arrendamiento o alquiler? Directamente relacionado con las estrategias de contratación.
6. Evaluación de las capacidades de los operadores de transporte marítimo.
7. Instalaciones disponibles para llevar a cabo reparaciones (dique seco).
8. Instalaciones protegidas y espacio disponible en dique para llevar a cabo labores de mantenimiento.
9. Disponibilidad de grúas flotantes y capacidad.
10. Información acerca de: <ul style="list-style-type: none"> - Puertos existentes (profundidad y posibilidades de dragado), longitud de los muelles, resistencia de los mismos, tipos y tonelaje de grúas, detalles de los atracaderos, aspectos delicados de las instalaciones, aspectos aduaneros, etc.). - Capacidad de despacho de aduanas (embarcaciones nacionales/internacionales). - Tasas portuarias, capacidades, limpieza de puertos, etc.
11. Evaluar posibles ubicaciones para una base de suministro.
12. Evaluación del transporte marítimo requerido/disponible:



<p>Tipos:</p> <ul style="list-style-type: none">- Buques de suministro de plataformas o PSV (Platform Supply Vessels).- Manejo, remolque y suministro de anclas o AHTS (Anchor Handling Tug Supply).- Barcasas y remolcadores.- Aerodeslizadores o ACV (Air Cushion Vessels).- Embarcaciones de carga rápida y de personal (fast crew boat).- Embarcaciones de reserva (para múltiples operaciones).- Barcos de vigilancia y seguridad.- Buques para propósitos sísmicos, levantamientos topográficos, etc.- Operaciones submarinas, de mantenimiento, buques de trabajo, embarcaciones de alojamiento, o auto elevables.
13. Recopilación de información sobre mareas y corrientes.
14. ¿Quién suministra aparejos de elevación certificados?
15. ¿Quién suministra combustible, la compañía o el propietario del buque?
16. ¿Quién cubre los diferentes seguros necesarios?
17. Información sobre restricciones climáticas y políticas o protocolos ante clima adverso.
18. Registros de seguridad de los contratistas marítimos que operan localmente.
19. Consideraciones de seguridad y respuesta ante emergencias (buques y equipos de reserva, capacidades de evacuación, etc.).
20. Información de requisitos y oportunidades para el transporte de personal.
21. ¿Están sujetos los operadores de embarcaciones al registro nacional? ¿Se requiere bandera nacional?
22. ¿Cuáles son las condiciones fiscales?
23. Tiempo de actividad esperado de los buques.
24. Nivel de duplicidad de equipos necesario.
25. Combinación y tipo de buques necesarios, capacidades de acuerdo a las actividades proyectadas, así como equipos especiales.
26. Informes y previsiones meteorológicos periódicos.
27. Tarifas de los servicios marítimos y tasas portuarias.
28. Documentación requerida.
29. ¿Está permitida la navegación nocturna?
30. Controlar el impacto sobre posibles actividades pesqueras locales.
31. Obstáculos o impedimentos locales a las actividades proyectadas.
32. Requisitos reglamentarios locales con respecto a embarcaciones de reserva.
33. Transporte de materiales con calefacción o aire acondicionado (según las necesidades climáticas)

3.6.3.6. Transporte terrestre

Transporte por carretera:

Como se ha destacado ya anteriormente, el transporte por carretera constituye la actividad dentro de la industria de exploración y producción de hidrocarburos con mayor tasa de accidentes y mortalidad. Así, la información obtenida en la evaluación de

infraestructuras y recursos logísticos deberá ser empleada en la realización de las evaluaciones de riesgos correspondientes con el objetivo de reducir la exposición a los riesgos identificados al mínimo. Siendo clave la evaluación de forma exhaustiva de carreteras e infraestructuras asociadas, tráfico y el comportamiento en las carreteras de la población. Debiendo entonces valorar y comparar diferentes alternativas como puede ser el transporte ferroviario. Igualmente resultarán de aplicación y deberán considerarse los diferentes criterios y procedimientos de HSE (Health, Security and Environment) desarrollados por la compañía en cuestión.

Se trata en definitiva de identificar, definir y planificar las necesidades del flujo de pasajeros, materiales, equipos, combustible y otros materiales a granel a realizar mediante transporte rodado o por carretera.

Los principales tipos de vehículos implicados incluyen:

- Transporte de pasajeros (bus ligero, entre 9 y 25 pasajeros).
- Transporte de pasajeros (bus pesado, más de 25 pasajeros).
- Vehículo de carga de mercancías medianas (<4000 kg de peso en vacío).
- Vehículos de carga de mercancías pesados (>4000 kg de peso en vacío).
- Vehículos de emergencias (camiones de bomberos, ambulancias, etc.).
- Vehículos especializados (por ejemplo, grúas de carga pesada, vehículos para cargas largas o anchas, vehículos sobre orugas, equipos de perforación, etc.).

Para cumplir con los requisitos para cada uno de los tipos de transporte anteriores, especialmente en el caso de transporte de mercancías pesadas y autobuses, se debe valor la posibilidad de compartir recursos.

Consideraciones a la hora de planificar y evaluar las necesidades de transporte por carretera deben responder a las siguientes cuestiones:

Tabla 3.18. Checklist transporte por carretera

Checklist transporte por carretera
1. Identificar cualquier brecha entre los estándares y códigos de HSE de la compañía y la situación local.
2. Evaluar la calidad de carreteras y puentes, así como sus restricciones:
<ul style="list-style-type: none"> - ¿Cuál es la carga máxima en carreteras y puentes? - ¿Cuáles son las dimensiones máximas que se pueden transportar (con y sin arreglos especiales)? - ¿Pueden usarse los 12 meses del año, o aplican diferentes restricciones? - Tarifas (para el transporte estándar y sobredimensionado). - ¿Existen equipos de limpieza (nieve, arena, etc.) disponibles y suficientes?
3. Costes.
4. ¿Cuál es la reputación de los contratistas de transporte por carretera disponibles localmente?



<ul style="list-style-type: none">- ¿Disponen de personal capacitado, procedimientos de selección de conductores y realizan controles médicos periódicos a los mismos?- ¿Se llevan a cabo registros de incidencias de seguridad? ¿Existe una situación cultural que pueda afectar a los estándares de seguridad?- Tipos de vehículos disponibles: ¿Cuántos hay y en qué estado se encuentran? ¿Se aplican normas y equipamientos adecuados?- Disponibilidad y estándares de instalaciones de mantenimiento.- Restricciones de tamaño y tonelaje por tipo de vehículo.- ¿Cuáles son las cargas óptimas para cada tipo de vehículo?- Tarifas generales.- Cobertura de seguros contratada.- Disponibilidad de equipos de amarre, lonas y redes certificadas y en buen estado.
5. ¿Se dispone de una supervisión adecuada durante la carga y descarga?
6. Normativa respecto a escoltas policiales, en caso de que fuesen necesarias.
7. ¿Se dispone de una red de transporte público adecuada por carretera (autobús y/o taxi) o ferrocarril? ¿Este cumple con los estándares mínimos?
8. ¿Se pueden alquilar coches? Si es así, ¿qué compañías están disponibles y cuáles son sus condiciones, tarifas, estados de vehículos, requerimientos y cobertura de seguros, etc.?
9. ¿Están los conductores sometidos a controles médicos periódicos (especialmente de la vista)?
10. ¿Reciben los conductores formación periódica (por ejemplo, conducción defensiva)?
11. ¿Se dispone de instalaciones y cursos de capacitación en el país y cumplen con los estándares mínimos?
12. ¿Cuáles son las condiciones habituales de las carreteras?
13. ¿Cuál es el tipo de conducción local, se conduce por la izquierda o derecha?
14. ¿Cuál es el comportamiento general de los usuarios de las carreteras?
15. ¿Cuáles son las estadísticas nacionales en cuanto a accidentes y muertes de tráfico?
16. ¿Cuál es el estado de las carreteras (por ejemplo, hay baches, autopistas, barreras y señalización adecuadas)?
17. ¿Cuáles son las restricciones de peso y tamaño en carretera? ¿Se pueden emplear los denominados trenes de carretera?
18. ¿Cuáles son las capacidades de los puentes?
19. ¿Cuál es la altura de los cables aéreos (determina las dimensiones máximas para el transporte de mercancías)?
20. ¿Existen restricciones a la conducción nocturna?
21. ¿Cuántos vehículos, de que capacidad y tipo se requieren para llevar a cabo las operaciones proyectadas en comparación con la disponibilidad local?
22. Requisitos normativos para conductores y nivel de cumplimiento.
23. ¿Se dispone de instalaciones de comunicación (radio, teléfono, etc.) a lo largo de las diferentes rutas de transporte?

24. ¿Cuál es la cultura predominante con respecto al consumo de bebidas alcohólicas y la conducción?
25. ¿Se disponen de equipos adecuados de limpieza y mantenimiento de carreteras (nieve, arena, desprendimientos, etc.)?
26. Costes generales esperados y presupuesto.

Transporte ferroviario:

El uso de transporte ferroviario puede ayudar a mejorar aspectos económicos de las operaciones logísticas así como reducir la exposición a riesgos y aspectos de HSE frente al transporte por carretera.

Así, los ferrocarriles pueden constituir una buena alternativa para:

- Transporte de pasajeros (en lugar del empleo de autobuses o medios aéreos).
- Transporte de mercancías, equipos y combustibles.

Igualmente, con el objetivo de minimizar potenciales riesgos e incidentes, se deberán llevar a cabo las evaluaciones necesarias para minimizar la exposición de las operaciones.

En cuanto a los aspectos a considerar en la planificación y diseño de actividades logísticas mediante transporte ferroviario, se incluyen:

Tabla 3.19. Checklist transporte ferroviario.

Checklist transporte ferroviario
1. ¿Cuáles son los horarios y la fiabilidad de los servicios ferroviarios existentes?
2. ¿Es posible alquilar trenes completos y, de ser así, cuáles son los detalles al respecto?
3. ¿Hay vagones de trenes disponibles y, de ser así, cuál es la seguridad de este servicio?
4. ¿Dónde se encuentran las estaciones de tren?
5. ¿Cuáles son los costes de las distintas opciones de transporte ferroviario?
6. ¿Se requieren operaciones de transferencia? ¿Cuáles son los costes?
7. Se deben considerar los siguientes aspectos en el transporte ferroviario:
<ul style="list-style-type: none"> - Seguridad. - Costes. - Carga, amarre y lonas de protección. - Seguros. - Restricciones de carga, largo, ancho, alto y peso. - Disponibilidad de vagones y vagones cisterna. - Disponibilidad de equipos de limpieza y mantenimiento de vías férreas (nieve, arena, etc.). - Distancias entre proveedores y la base de suministro.
8. ¿Existen túneles en las rutas previstas (determina el tamaño máximo de las cargas a transportar)?



3.6.3.7. Gestión de combustible

La disponibilidad de combustible en las cantidades y calidades adecuadas, tomando este segundo aspecto una mayor relevancia aún en el caso de aviación, determina en gran medida la capacidad de llevar a cabo el resto de operaciones de exploración y producción de hidrocarburos. Así, el combustible representa una parte importante de los costes operativos de las operaciones logísticas. Con el objetivo de garantizar un suministro adecuado de combustible de calidad, resulta habitual el desarrollo de programas de gestión propios de cada compañía.

La gestión del combustible se basa en los siguientes aspectos:

- Asegurar el suministro de combustible de forma adecuada y rentable.
- Llevar a cabo la distribución de combustibles a las localizaciones requeridas.
- Definición de stocks requeridos y su ubicación.
- Gestión de reservas y almacenamiento de combustible.
- Requisitos de calidad de la maquinaria y/o vehículos a emplear.
- Calidad del combustible disponible localmente (por ejemplo, contenido en azufre, punto de inflamación, etc.).
- Administración de entregas de combustible.
- Mejora de la eficiencia del combustible.
- Evaluación de HSE (Health, Security & Environment) de los puntos anteriores.

De nuevo, a través de las evaluaciones de riesgos pertinentes, se tratará de identificar y minimizar los aspectos susceptibles de afectar negativamente al desempeño de las operaciones.

Consideraciones a valorar en cuanto a la gestión del combustible:

Tabla 3.20. Checklist gestión de combustible.

Checklist gestión de combustible
1. Estimación del consumo esperado durante el ciclo de vida del proyecto (picos de consumo y periodos de baja demanda).
2. Definición de la organización y gestión del suministro de combustible (compra local, importación, etc.).
3. Estimar las capacidades de almacenamiento disponible según la ubicación.
4. Comparar los costes de suministro ante diferentes alternativas.
5. Posibles ubicaciones de los depósitos de combustible (si son necesarios).
6. Identificación de los requisitos de calidad de la maquinaria y/o vehículos que se vayan a utilizar.
7. Evaluación de las especificaciones del combustible: calidad, contenido en azufre, punto de inflamación, etc.
8. Verificar que la calidad del producto se pueda mantener a lo largo de toda la cadena de suministro.
9. Definir los requisitos de control de calidad en el punto de consumo.
10. Disponibilidad de las cantidades de combustible necesarias y posibilidades de entrega.

- | |
|--|
| 11. Evaluar la infraestructura disponible para la cadena de suministro del combustible y opciones en relación a los volúmenes requeridos (carretera, ferrocarril, barcas, etc.). |
| 12. Coste del combustible. |
| 13. Evaluar el consumo esperado, los costes asociados y el presupuesto. |
| 14. Evaluar los aspectos de HSE relativos a la gestión de combustible. |

3.6.3.8. Gestión y manejo de materiales

Asociado a todo el conjunto de actividades y operaciones logísticas desarrolladas con el fin de hacer posible la ejecución de un proyecto de exploración y producción de hidrocarburos, surge la necesidad de gestionar y manejar diferentes tipos de materiales, equipos y productos. Una adecuada gestión de este apartado, ayudará a reducir costes, riesgos y a una correcta consecución de los objetivos previamente fijados.

En relación a la gestión y manejo de materiales, al igual que en los casos anteriores, será necesario llevar a cabo una correcta evaluación de los riesgos presentes y así tratar de reducir/minimizar la exposición de las operaciones a los riesgos detectados.

En cuanto a las actividades de conservación, almacenamiento y manipulación de materiales, las instalaciones necesarias dependen en gran medida de:

- Volumen de mercancías a almacenar.
- Tipo de mercancías a almacenar.
- Características peligrosas de las mercancías a almacenar.
- Stocks de emergencia que se deben mantener.
- Operaciones bajo control de la empresa o contratista.
- Ubicación (proximidad a puertos, aeropuertos, red vial y/o ferroviaria).
- Aduanas u otras regulaciones locales aplicables a la ubicación y/o región.
- Ubicaciones en alta mar, plataformas, barcas de mercancías, etc.
- Soporte informático y de comunicaciones.
- Riesgos de seguridad para las mercancías.
- Condiciones climáticas (requerimiento de calefacción o aire acondicionado, protección solar, control de humedad y temperatura, etc).

La selección de estas así, dependerá de la disponibilidad y el coste de las instalaciones existentes, así como de las regulaciones gubernamentales. Las actividades incluidas dentro de este ámbito son:

- Recepción.
- Inspección.
- Almacenamiento.
- Protección y/o preservación.
- Restauración.
- Embalaje.
- Etiquetado (códigos de barras y/o RFID).
- Despacho.



- Reciclaje.
- Desecho o gestión de residuos.

Por lo tanto, entre las instalaciones requeridas, normalmente se encuentran:

- Almacenes.
- Zonas de almacenamiento al aire libre (yard).
- Embarcaderos o muelles.
- Sistemas de control.

Considerar como alternativas compartir recursos o contratar de forma conjunta todos los requerimientos de manipulación (grúas, camiones, etc.) y requerimientos de preservación.

Adicionalmente y siguiendo las tendencias actuales respecto a herramientas y aplicaciones informáticas, los sistemas informáticos de gestión logística se encuentran plenamente operativos y recomendados como principal opción. Estas están por lo general constituidos a partir de módulos con distintas funcionalidades, perfectamente adaptables a los requisitos del proyecto en cuestión. También admite el uso compartido de recursos con otros operadores siempre y cuando se adopte un marco común de trabajo.

Así, los sistemas de telecomunicaciones proporcionan los medios necesarios, para la transferencia de información y datos por distintos medios y formatos, posibilitando el adecuado desempeño y coordinación de las operaciones. Valorando la disponibilidad de infraestructura tecnológica y de telecomunicaciones como una prioridad en los proyectos del futuro.

Como cuestiones relevantes a este respecto se pueden señalar:

Tabla 3.21. Checklist gestión, manejo y almacenamiento de materiales.

Checklist gestión, manejo y almacenamiento de materiales
1. Identificación de la ubicación óptima para el establecimiento de una base de suministro, incluyendo instalaciones de almacenamiento temporal en, o cerca del lugar de trabajo (perforación, construcción y/o producción).
2. ¿Se dispone de bases de suministro establecidas en la región? ¿Quién es el operador? ¿Qué tipo de contratos pueden llevarse a cabo?
3. ¿Las autoridades locales/regionales están familiarizadas con las operaciones de suministro y/o logística del petróleo y gas?
4. ¿Se pueden utilizar las Zonas Francas (FTZ) existentes?
5. ¿Se puede establecer una Zona Franca adicional en un lugar conveniente?
6. Identificar todos los servicios a prestar en la base de suministro y las posibilidades de establecer un contrato logístico integrado, cubriendo todos o algunos elementos de las operaciones logísticas.
7. Identificar las limitaciones de infraestructuras y espacio.

8. Identificar las limitaciones de personal, habilidades y la familiaridad de los proveedores de logística externos existentes con las operaciones de la base de suministro, así como con el manejo y la gestión de materiales.
9. Big bags:
- ¿Se utilizan sacos o "big bags" para levantar y cargar objetos pesados, en caso afirmativo, de que tipo y capacidad?
10. Manipulación de materiales a granel:
- ¿Se requiere y están disponibles instalaciones de manipulación para graneles?
- ¿Cuál es la capacidad de silos, células de carga, etc.?
- ¿Se disponen de equipos de respaldo?
- Tipo y cantidad de conexiones disponibles.
- Ubicaciones de los silos en relación con los puntos de carga, la cadena de suministro a los silos, ¿se dispone de camiones cisterna adecuados?
11. Contenedores, cestas, etc.:
- ¿Se dispone de contenedores, cestas, eslingas, pales, embalajes y lonas certificadas?
12. Preservación:
- Establecer los requisitos en cuanto a las condiciones de almacenamiento idóneas para la preservación de los materiales.
13. Almacenamiento:
- ¿Cuáles son los requisitos para el almacenamiento aduanero / no aduanero?
- ¿Cuáles son las condiciones climáticas?
- ¿Se requiere y/o está disponible un área de preparación (staging)?
- ¿Cuáles son los requisitos de tamaño de las zonas cubiertas y/o al aire libre?
- ¿Se requiere almacenamiento con calefacción, aclimatado y/o protegido del sol?
- ¿Cuáles son las ubicaciones óptimas?
- ¿Cuáles son los plazos y costes de alquiler?
- ¿Se dispone de equipos contra incendios?
- ¿Cómo se lleva a cabo el mantenimiento de superficies y drenajes?
- ¿Cuáles son las disposiciones y requisitos de seguridad (iluminación, cerramientos, proximidad a áreas públicas, etc.)?
- ¿Es necesaria vigilancia?
- Carreteras de acceso.
- ¿Se dispone de instalaciones y/o muelles de carga/descarga adecuados?
- ¿Qué instalaciones y equipos se requieren, y cuál es su disponibilidad (agua, electricidad, iluminación, oficinas, acceso para camiones y/o carretillas elevadoras)?
14. TI (Tecnología de la Información):
- Evaluación de la infraestructura de telecomunicaciones.
- Existencia y disponibilidad de proveedores de servicios de TI.



15. Telecomunicaciones:

- Evaluación de la infraestructura de telecomunicaciones.
- Disponibilidad de cobertura y red de telefonía móvil.
- Disponibilidad y tipo de sistemas de comunicación cableado.

16. Etiquetado e identificación:

- ¿Se utilizan códigos de barras y/o sistemas de identificación por radiofrecuencia (RFID)?

Al diseñar la cadena de suministro óptima para los materiales entrantes y salientes, la manipulación de materiales debe tratar de mantenerse al mínimo posible. De esta forma se reducirán tanto los costes como los riesgos potenciales asociados a dichas actividades.

Por lo general, el equipo y el personal que suministra estos servicios están cubiertos por un contrato integrado, por lo tanto, es esencial, que si están disponibles de forma local, los proveedores de este tipo de servicios logísticos sean visitados y evaluados de acuerdo a los estándares y requerimientos de la compañía en particular.

De forma general, en relación a los equipos de elevación y manipulación o manejo de materiales, se dispone de estándares y códigos de HSE aplicables, que guiarán el desarrollo de los proyectos en términos de seguridad, salud y medioambiente.

Habitualmente, los equipos empleados en este tipo de operaciones involucran:

- Grúas.
- Carretillas elevadoras.
- Apiladores de pallets.
- Manipuladores de tuberías.
- Grúas móviles (sobre orugas o ruedas).

Adicionalmente, se requieren entre otros los siguientes tipos de aparejos de elevación:

- Eslingas.
- Grilletes.
- Redes de carga.
- Contenedores, cestas, contenedores refrigerados y de congelación, etc., para diversas aplicaciones y de diversos tamaños.
- Cadenas, cabos.
- Accesorios para manejar pallets, tuberías.

Todos estos equipos deben estar provistos de los certificados necesarios y deben ser inspeccionados y recertificados de forma periódica. Las eslingas por ejemplo, deben estar sujetas a un sistema de codificación por colores que indique la validez de los certificados y pruebas aplicables.

Cuestiones a considerar tratan:

Tabla 3.22. Checklist equipos de elevación y manejo de materiales.

Checklist equipos de elevación y manejo de materiales
1. Identificar cualquier brecha entre los estándares y códigos de HSE de la compañía y la situación local.
2. ¿Qué proveedores de servicios logísticos están disponibles?
<p>Evaluar su:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Experiencia en el sector (visita a las ubicaciones donde opera el contratista). - Cultura predominante de HSE (requisitos de seguridad, etc.). - Disposición a cooperar con el operador de la base de suministro internacional. - Disponibilidad de equipo y aparejos de elevación (marcas, calidades y condiciones). - Nivel de mantenimiento que se está llevando a cabo (por ejemplo, cambio de neumáticos, disponibilidad de piezas de repuesto, etc.). - Certificación de equipos y aparejos de elevación. - Cualificación del personal. - Disponibilidad de personal. - Requisitos de formación del personal. - Coste (tipo de tarifas).
3. Certificación de áreas.
4. ¿Hay autoridades certificadoras y reconocidas disponibles para la realización de inspecciones periódicas obligatorias?

3.6.3.9. Gestión de residuos

Asociado al desarrollo del proyecto, es necesario llevar a cabo una evaluación de las capacidades locales de gestión y eliminación de desechos o residuos. En orden de preferencia los residuos deben tratarse de la siguiente manera:

- Tratar que el proyecto genera la menor cantidad de residuos posible mediante prácticas más eficientes o el uso de materiales menos peligrosos o contaminantes. A través del establecimiento de una política de selección de materiales se puede tratar de asegurar que los flujos de desechos resultantes se puedan manejar de forma adecuada localmente.
- Reutilizar materiales o productos en su forma original en la medida de lo posible.
- Convertir los desechos en materiales utilizables o extraer energía o materiales de los mismos cuando esto sea posible.
- Descontaminar o neutralizar los residuos.
- Depositar residuos mediante el empleo de métodos adecuados al caso en particular:
 - Relleno de tierras.
 - Incineración.
 - Descarga superficial.
 - Compostaje o esparcimiento en tierras de cultivo.
 - Inyección subterránea.

Todo lo anterior dependiendo de los requisitos reglamentarios en cuestión.



Con el objetivo de identificar y planificar los diferentes aspectos de la gestión logística de residuos, se deben contemplar los siguientes puntos:

Tabla 3.23. Checklist gestión de residuos.

Checklist gestión de residuos
1. Identificar cualquier brecha entre los estándares y códigos de HSE de la compañía y la situación local.
2. ¿Qué desechos se generarán y cómo se plantea su tratamiento/eliminación?
3. ¿Cuál es la legislación local con respecto a la gestión de residuos?
4. ¿La legislación local y las prácticas actuales de eliminación de desechos están de acuerdo con los estándares globales?
5. En caso negativo, ¿qué medidas se deben tomar para cumplir con los requisitos y qué costes implica hacerlo?
6. ¿Hay experiencia local disponible?
7. ¿Hay contratistas especializados en la gestión de residuos disponibles?
8. ¿Se encuentran disponibles localmente instalaciones adecuadas para el tratamiento/eliminación de desechos?
9. ¿Necesita la compañía tratar sus propios desechos?
10. ¿Se requiere o está permitida la exportación de residuos?
11. ¿Cuáles son las restricciones de exportación y eliminación de residuos?
12. Requerimientos para la gestión de los residuos de perforación.
13. ¿Se dispone de contenedores para la eliminación adecuada de residuos (para su transporte por carretera, ferrocarril o vía marítima)?

En todas estas y en las actividades relacionadas de los puntos anteriores, la formación y competencias del personal encargado del desarrollo de las mismas juega un papel fundamental en el correcto desempeño y consecución de los trabajos.

Dependiendo de las decisiones sobre el modo de operar, se requerirá personal con diversas competencias. Así, es necesario evaluar la disponibilidad de dicho personal y si se puede capacitar, formar, a este mismo personal para las etapas posteriores del proyecto.

Para la evaluación y el desarrollo del personal, resulta habitual el empleo de herramientas de desarrollo basados en competencias.

3.6.4. Operaciones y medios logísticos

El desarrollo de las distintas fases de ejecución de un proyecto de exploración y producción de hidrocarburos requiere, durante todo su ciclo de vida, de la inversión de toda una serie de recursos, tanto materiales como personales, que hacen posible el funcionamiento de una de las operaciones más complejas de la industria. Las habituales condiciones climatológicas adversas a las que se debe hacer frente en la búsqueda de petróleo y gas natural, la dificultad y dureza en la realización de trabajos altamente especializados, o las a menudo remotas localizaciones en las que se dan este tipo de explotaciones, no dejan de plantear constantes desafíos, que la experiencia, el

conocimiento y cada vez más el creciente desarrollo e innovación tecnológica tratan de solventar.

Incluso desde en los primeros pasos de un proyecto de este tipo, se requiere la colaboración e implicación de operaciones y medios logísticos. Tanto la visita y reconocimiento de zonas remotas, la realización de levantamientos y prospecciones sísmicas, la preparación de accesos o las propias zona de trabajo, la obtención de muestras del fondo marino, como la ejecución y perforación de un pozo petrolífero son operaciones esenciales que requieren la coordinación de diferentes actividades logísticas, y el empleo de diferentes disciplinas y medios logísticos o de transporte (aéreo, marítimo o terrestre).

El objetivo final del equipo logístico, a través del diseño y planificación de la red de suministros y transporte, es proveer al proyecto de los recursos, tanto materiales como personales necesarios para poder llevar a cabo los trabajos planificados. Esto requiere como hemos visto una serie de consideraciones previas que a la vez que buscan optimizar los rendimientos económicos, necesitan salvaguardar ciertos aspectos de seguridad y protección del medio ambiente. Igualmente se deberá abordar la coordinación y compenetración entre los diferentes equipos, a menudo constituidos a través de diferentes contratistas, estableciendo una relación y flujo de información que permitirá mejorar el rendimiento en la ejecución de las operaciones.

Así, tanto en proyectos en tierra firme (onshore) como en alta mar (offshore), salvando las diferencias asociadas a los requerimientos operativos en cada caso, el esquema logístico básico de funcionamiento puede considerarse muy similar, debiendo adaptarse a las características particulares de cada proyecto.

Se trata, de forma resumida, de suministrar, empleando los medios de transporte necesarios, las necesidades de personal, equipos, materiales, combustible, etc., con el objetivo de permitir el correcto desarrollo de los trabajos.

Previa preparación de las zonas de trabajo, accesos, y consideraciones adicionales, las operaciones locales se centralizan en las denominadas bases de suministros o supply base. En estas se recibirán los materiales, equipos y suministros necesarios, se llevará a cabo su almacenamiento, preparación y conservación, hasta el momento en el que sean necesarios en el lugar de trabajo. Siendo entonces transportados haciendo uso de los diferentes medios requeridos, terrestres, marítimos o incluso aéreos a la ubicación deseada.

En el caso de que su empleo sea temporal, se trate de elementos consumibles, o la propia generación de residuos asociada al desarrollo de los trabajos, deberá llevarse a cabo una especie de logística inversa, encargada de la gestión de nuevo de dichos materiales de vuelta a la base de suministros y/o la gestión de residuos. El papel de la logística resulta fundamental también en las labores de desmantelamiento final de las instalaciones.



En cuanto al transporte de personal, en función de los requerimientos de cada proyecto, se deberán planificar los procedimientos y rutas más adecuadas, que satisfagan las necesidades en términos de volumen, velocidad, facilidad, seguridad y economía. En operaciones marinas, frecuentemente se recurre al empleo de medios aéreos, mientras que en operaciones terrestres, si las condiciones lo permiten, lo más cómodo resulta el transporte rodado por carretera.

A continuación se describen de forma general las principales alternativas o medios habituales empleados en este tipo de operaciones y/o proyectos en lo relativo a:

- Base de suministros,
- Transporte aéreo,
- Transporte marítimo,
- Transporte terrestre.

3.6.4.1. Base de suministros

El adecuado establecimiento de una base de suministros local en la ejecución de un proyecto de exploración y producción de hidrocarburos tiene una incidencia crítica en el desarrollo posterior del proyecto, así como en la ejecución y el coste de las operaciones necesarias. Se trata del futuro centro y punto de partida de las operaciones logísticas del proyecto y por tanto deben cumplir una serie de características a la vez que cumplen con los requisitos en cuanto a capacidades, disponibilidad de espacios y equipos, accesos, etc.

De forma general, se trata de unas instalaciones de recepción, almacenamiento y expedición de materiales y equipos. Con este fin, deberán contar con una serie de características en cuanto a accesibilidad, localización, condiciones de seguridad y medios de vigilancia, etc.

En el caso de proyectos exploratorios terrestres (onshore) resulta muy interesante la ubicación de la base logística cercana a las operaciones, con adecuados accesos y conexiones con las infraestructuras de transporte principales de la región. Puede ser interesante el establecimiento de una primera base principal y diferentes bases satélites de menores dimensiones en el caso de tratarse de grandes proyectos exploratorios o en el establecimiento de complejos centros de producción de hidrocarburos. Zonas de almacenamiento, cubiertas y al aire libre, zonas de recepción e inspección de materiales, espacio para oficinas, etc., son algunas de las principales áreas que se pueden encontrar en este tipo de instalaciones. Las dimensiones y requerimientos de las anteriores dependerá en gran medida de las dimensiones del proyecto, número de pozos a realizar, características de los mismos o posibles condicionantes especiales de las operaciones.

En el caso de operaciones offshore, las instalaciones requieren una importante componente marítima. A los requerimientos anteriores, se deben añadir los necesarios para ser capaces de operar y gestionar diferentes tipologías de buques y llevar a cabo sus necesidades de carga y descarga. Así, deberán disponerse de adecuadas zonas de muelles, diques, zonas de amarre, espacios suficientes para maniobras, etc.



Cuadro 3.46. Base logística offshore. Fuente: Today Terengganu

Adicionalmente, es habitual disponer de espacios o zonas de almacenamiento especiales, capaces de albergar materiales peligrosos (inflamables, tóxicos, radiactivos, etc.) o con necesidades particulares como pueden ser requerimientos de control de temperatura y humedad o refrigeración. Todos estos aspectos deben ser valorados y cuantificados para poder realizar un correcto dimensionamiento de las instalaciones necesarias.



Cuadro 3.47. Almacén cubierto. Fuente: Tosco

Aspectos complementarios incluirán las condiciones de seguridad y vigilancia necesarias, la aplicabilidad o disponibilidad de servicios informáticos y de telecomunicaciones, determinantes a la hora de diseñar los procedimientos y estándares operativos.

Los principales materiales a considerar y cuyo almacenamiento y gestión deberá poder desarrollarse de forma adecuada en las instalaciones en cuestión, consiste por un lado en el gran número, cientos de metros de tuberías de perforación y revestimiento, y por otro en fluidos de perforación, combustibles y los distintos componentes necesarios para la producción de cementos. Los primeros requerirán la disponibilidad de grandes superficies adecuadamente niveladas y dispuestas para el almacenamiento de tuberías y su manejo y movimiento. Los segundos en cambio, implicarán la necesidad de instalar silos y depósitos o cisternas para el almacenamiento de fluidos y materiales a granel, con sus correspondientes instalaciones auxiliares, conducciones, bombas, válvulas, etc., diseñadas de forma estratégica para optimizar el desarrollo de los trabajos de carga, descarga y utilización de las mismas.

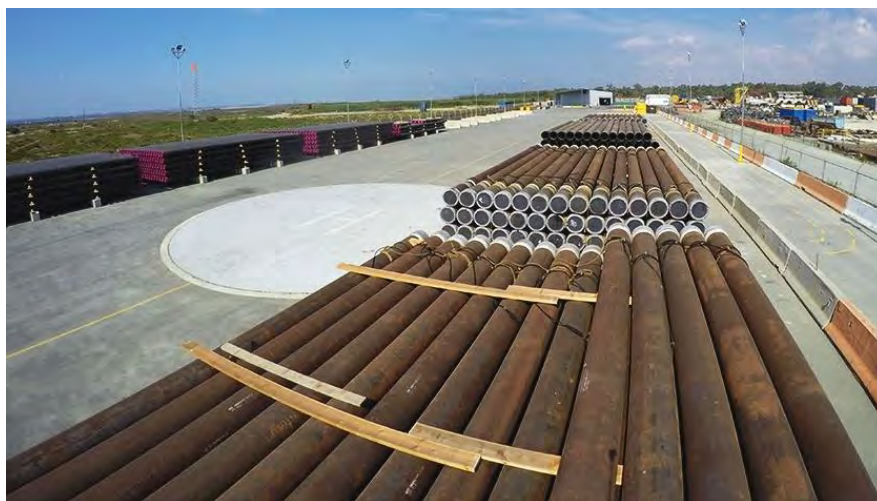


Cuadro 3.48. Silos base logística offshore. Fuente: Bolloré Logistics

Respecto a los equipos habitualmente requeridos y asociados a las operaciones de la base de suministro logística, son habituales los relacionados con labores de elevación, carga y descarga de materiales. El empleo de grúas fijas y móviles, disponibles frecuentemente tanto sobre ruedas como sobre orugas, carretillas elevadoras, maquinaria para la manipulación y manejo de tuberías, son de operación común en este tipo de instalaciones.

Normalmente se trata de operaciones rutinarias, que requerirán la presencia de equipos fijos en la base, mientras que en ciertos momentos del proyecto se puede dar la necesidad de realizar trabajos puntuales, movimiento de cargas pesadas o de grandes dimensiones que necesitarán previsiblemente de la contratación específica de servicios, permitiendo optimizar costes y no disponer de equipos infrautilizados o verse obligado a realizar trabajos con equipos no adecuados.

Junto con este tipo de equipos, se deberá disponer además de personal cualificado imprescindible, de todo tipo de aparejos y accesorios de carga o elevación. Eslingas, redes de carga, contenedores, cestas, pallets, o estructuras para el almacenamiento de tuberías (pipe-racks).



Cuadro 3.49. Pipe-racks. Fuente: EDT Offshore

En definitiva, en el diseño de la base logística se deberán contemplar todos los requerimientos en cuanto a volúmenes de materiales a almacenar y sus características, capacidades de carga, espacio y diferentes criterios de accesibilidad tanto para medios marítimos como terrestres. La base logística constituye un entorno complejo dónde se deberá llevar a cabo un control exhaustivo de los materiales presentes (stock) y la planificación adecuada con el objetivo de no producir paradas no deseadas en las operaciones y retrasos que implicarían grandes pérdidas económicas. Al mismo tiempo, las cargas y manejo de materiales no dejan de ser operaciones que entrañan riesgos y peligros de seguridad considerables, tanto para el propio material como para el personal encargado de las operaciones, siendo posible minimizar ambos mediante un adecuado planteamiento de los trabajos, evitando cargas y movimientos dobles o recurrentes en la medida de lo posible.



Cuadro 3.50. Pipe handling. Fuente: SAI Internusa

Ejemplo base logística offshore: EDT offshore Limassol (Chipre) [58]

EDT offshore se ha establecido como uno de los principales proveedores de servicios en el sector del petróleo y gas natural en el Mediterráneo Oriental y Norte de África. A partir de la base logística dedicada a la industria del petróleo y gas en el puerto de Limassol (Chipre), EDT ha completado ya diferentes campañas de perforación para grandes compañías petroleras en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Chipre.

Con la experiencia operativa de EDT como punto de partida, se ha llevado a cabo el diseño y desarrollado la base logística de Limassol, garantizando las necesidades de este tipo de operaciones de E&P. Garantizada la disponibilidad de atraque dentro del puerto de Limassol, la base logística permite brindar todos los servicios de soporte especializados necesarios, en un entorno seguro y protegido.

Así algunas de las características principales de la base y de los servicios ofrecidos incluyen:

- Muelle exclusivo de 150 metros (flotante) con un área de 2.500 m² anexa, para movimientos, maniobras y almacenamientos temporales (staging area).
- Área de almacenamiento al aire libre de 20.000 m².



La logística detrás de la industria de O&G: análisis de un caso práctico

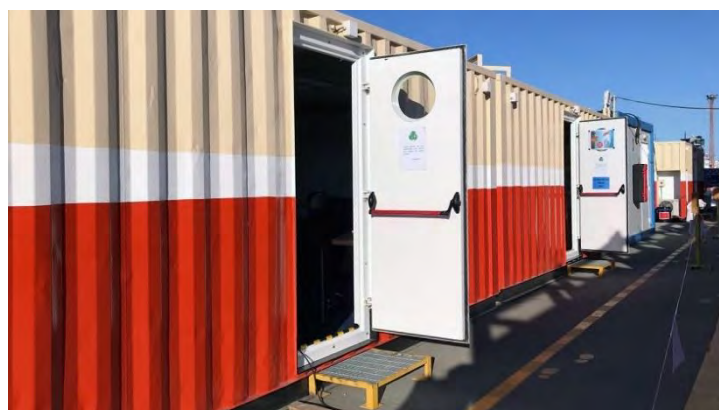
- Área de almacenamiento cubierta de 1.000 m².
- Mano de obra cualificada y competente.
- Equipos y accesorios certificados.
- Servicios de vigilancia y seguridad.
- Servicios de catering.



Cuadro 3.51. Pipe storage yard. Fuente: EDT Offshore



Cuadro 3.52. Pipe handling. Fuente: EDT Offshore



Cuadro 3.53. Onsite offices. Fuente: EDT Offshore



Cuadro 3.54. Drilling fluids plant. Fuente: EDT Offshore



Cuadro 3.55. Auxiliary generators. Fuente: EDT Offshore



Cuadro 3.56. Hazardous goods contained area. Fuente: EDT Offshore



Cuadro 3.57. Covered warehouse. Fuente: EDT Offshore



3.6.4.2. Transporte aéreo

La justificación del empleo de medios aéreos habitualmente tiene que ver con la naturaleza de la localización en la que se plantean los trabajos o su entorno, la falta o imposibilidad de construir infraestructuras apropiadas, o la necesidad de evitar riesgos de seguridad importantes asociados al transporte terrestre. Así, sobre todo en las operaciones offshore, las operaciones con medios aéreos son frecuentes, destinadas tanto al transporte de personal, como equipos o materiales y otras operaciones especializadas. Los tipos de aeronaves de posible aplicación en estas operaciones incluyen las aeronaves de ala fija o las de ala giratoria o rotativa.

Las aeronaves de ala fija son aquellas en las que sus alas se encuentran unidas al resto de los elementos de la nave y que por tanto no poseen movimiento propio. En este caso se podrían incluir desde pequeñas avionetas o jets, pesados aviones de carga o los típicos aviones utilizados por las aerolíneas comerciales para el transporte de pasajeros. Las características de este tipo de aeronaves las hacen ideales para cubrir distancias más largas, con mayores velocidades, así como una mayor estabilidad de vuelo. Sin embargo, se tratan de equipo menos accesibles o adecuados para operar a bajas alturas o en zonas de compleja orografía, igualmente requieren de comparativamente grandes pistas de aterrizaje en comparación con las de las aeronaves de ala giratoria que se describen a continuación.



Cuadro 3.58. Aeronave de ala fija. Fuente: Xataka

Las aeronaves de ala giratoria son aquellas en las que sus alas, frecuentemente denominadas palas, giran alrededor de un eje, consiguiendo de este modo la sustentación necesaria para levantar el vuelo. En esta categoría se sitúan los helicópteros, aeronaves especialmente indicadas para operaciones delicadas de vuelo, capaces de operar en zonas con orografías complejas o en espacios limitados. Con menores alcances y velocidades operativas de forma comparativa que las aeronaves de ala fija, presentan una clara ventaja respecto a ellas en cuanto a las operaciones a llevar a cabo en el ámbito de la exploración y producción de hidrocarburos, la capacidad de aterrizaje en pequeños espacios, denominados helipuertos. De esta forma son capaces de despegar y aterrizar en pequeñas plataformas perfectamente adaptables en plataformas marinas o incluso barcos, o en ubicaciones remotas, sin necesidad de grandes obras o tareas de nivelación.



Cuadro 3.59. Aeronave de ala rotativa. Fuente: General Electric

Destacando las actividades en las que el transporte aéreo resulta rentable o adecuado, se pueden destacar:

- Cambios, rotaciones o traslado de personal.
- Operaciones de carga y/o movimiento de materiales y equipos.
- Operaciones sísmicas y/o geofísicas aerotransportadas.
- Inspección de instalaciones y oleoductos.
- Evacuaciones médicas (Medevac).
- Servicios de búsqueda y salvamento aéreos o SAR (Search and Rescue).
- Control y dispersión de derrames de hidrocarburos.
- Lucha contra incendios con medios aéreos.

De estas las primeras constituyen de forma general operaciones planificadas y rutinarias, sin embargo, las últimas (evacuaciones médicas, servicios de búsqueda y salvamento, o actuación ante desastres o accidentes) deben ser planificadas y puestas en marcha únicamente en caso de emergencia, estando sujetas a planes y estrictos protocolos de actuación.

Así, por lo general salvo en operaciones con campos ampliamente desarrollados u operaciones terrestres que cuenten con infraestructuras de aviación más complejas y desarrolladas como son las pistas de aterrizaje, lo habitual es el empleo de aeronaves de ala rotativa o helicópteros.

Los cambios de tripulación, o crew changes, son posiblemente la operación realizada con medios aéreos más común, especialmente en plataformas marinas, donde esta es casi de forma exclusiva la única forma de que los trabajadores abandonen la misma de forma regular. Considerando tanto la capacidad de las aeronaves, como el número de personal presente en las operaciones (superior a 100 personas dependiendo de la operación) y el calendario de rotación o turnos de estos (normalmente se trata de turnos de 21x21 días o 14x14 dependiendo del equipo o puesto), se debe planear el programa de vuelos que satisfaga las necesidades del proyecto.



Durante el desarrollo de este programa de vuelo, influirán diferentes condicionantes como climas adversos (viento, visibilidad, previsión de tormentas, etc.) o el mantenimiento de los equipos. Con respecto a este último punto, es habitual contar con los equipos necesarios para llevar a cabo la operación y algún otro de reserva o back-up, buscando asegurar el establecimiento del servicio salvo por posibles causas ajenas al proyecto.

Tras llevar a cabo la evaluación de la localización y de los recursos disponibles, se deberá definir la base de operación, la base de partida y posibles alternativas en caso de emergencia. Debiendo seleccionarse equipos adecuados y acordes a las distancias y capacidades y tecnologías necesarias, atendiendo a la relación alcance-capacidad y recomendaciones del operador o contratista de las aeronaves.

De forma adicional se deberán definir las políticas de repostaje y procedimientos de actuación, para la reserva de vuelos y/o check-in del personal, el cual especialmente en el caso offshore deberá contar con una serie de certificados y cursos acreditativos para poder volar a la plataforma.

Una nueva línea de trabajos surge con la fuerte irrupción en el mercado de pequeñas aeronaves no tripuladas tipo dron. Estas a menudo resultan una forma sencilla, cómoda y segura de llevar a cabo ciertas operaciones que de otra forma involucrarían la presencia humana directa en ellas, con los riesgos que esto conlleva. Este tipo de equipos posibilita de forma relativamente sencilla mediante el empleo de cámaras o diferentes sensores aerotransportados, la inspección visual, medición de temperaturas u obtención otros parámetros. Características que lo hacen idóneo para operaciones como la inspección de instalaciones, labores de vigilancia o incluso el transporte de pequeñas cargas.



Cuadro 3.60. Vehículo aéreo no tripulado o dron. Fuente: Construction Review Online

Todos estos aspectos e incluidos los detalles y características de pistas de aterrizaje o helipuertos, deberán detallarse de acuerdo a las normativas y legislaciones vigentes y a las políticas propias de la compañía, atendiendo a protocolos y estándares de seguridad, reglamentación y política medioambiental, etc.

Ejemplo: Helicóptero Agusta Westland AW-139 [59]

El helicóptero AgustaWestland AW-139, es un helicóptero de tamaño medio bimotor, fabricado por el constructor italo-británico AgustaWestland. Su primer vuelo tuvo lugar en febrero de 2001 y su introducción en el mercado aeronáutico tuvo lugar en 2003. Desde entonces ha sido ampliamente utilizado en diferentes sectores civiles, militares y/o gubernamentales (servicios de salvamento y seguridad marítima, guardacostas, policía, labores contra incendios, etc.) de diferentes países.

En cuanto a sus especificaciones destacar:

Tabla 3.24. Especificaciones AW-139. Fuente: [59]

Características generales AW-139	
Fabricante	AgustaWestland
Tipo de rotor principal y cola	Totalmente articulado
Tripulación	1 piloto (2 para vuelo IFR)
Pasajeros	17 pax
Longitud	13,77 m
Diámetro rotor principal	13,80 m
Altura	3,72 m
Área circular	149,57 m ²
Peso vacío	3.622 kg (7.968 lbs)
Peso máximo de despegue	6.800 kg (14.960 lbs)
Tipo de motores	2 turbo eje, PT6C-67C
Potencia	1.100 caballos de fuerza (cada motor)
Rendimiento AW-139	
Velocidad de nunca exceder (VNE)	165 nudos
Alcance	1.061 km (573 MN)
Altura máxima de vuelo	6.098 m (20.000 ft)
Régimen de ascenso	10,9 m/s (2.146 ft/min)
Capacidad de combustible	1.278 kg (2.811,6 lbs)
Autonomía	3 horas
Consumo de combustible por hora	140 galones (940 libras)



Cuadro 3.61. AW-139. Fuente: Helity



Cuadro 3.62. AW-139 offshore. Fuente: Helis.com



Cuadro 3.63. AW-139 salvamento marítimo. Fuente: Helis.com

3.6.4.3. Transporte marítimo

Dentro de diferentes ámbitos pero especialmente en operaciones en alta mar (offshore) el empleo de medios marinos es fundamental para poder realizar los trabajos necesarios en condiciones en las que no es posible trabajar sobre tierra firme (lacustres, fluviales, marinas, etc.). Mediante el empleo de diferentes equipos especializados y las instalaciones correspondientes asociadas en tierra y/o en la propia plataforma, se deben llevar a cabo operaciones previamente planificadas y en muchas ocasiones supeditadas a adecuadas condiciones meteorológicas o climáticas (viento y oleaje principalmente).

Así, con el desarrollo de la industria offshore, han ido apareciendo diferentes tipologías de equipos o buques, diseñados con características que les hacen idóneos para la realización de trabajos específicos. Estas funciones pueden ser, desde labores de remolque, provisión de suministros, colocación de equipos o gestión de anclas, transporte de personal, labores prospectivas y/o de reconocimiento, operaciones subacuáticas, o tareas de vigilancia y protección frente a emergencias (incendios, derrames de hidrocarburos, salvamento y socorrismo, seguridad, etc.) entre otras.

Este tipo de equipos deberán adaptarse en la medida de lo posible a las necesidades y condiciones de cada operación, siendo los más habituales:

- Buques apoyo y suministro de plataformas o PSV (Platform Supply Vessels):

Se trata de buques o barcos diseñados de forma específica para proveer suministros, materiales, herramientas y personal así como dar apoyo a las plataformas offshore.

En sus funciones de buque de suministros las cargas que pueden transportar varían desde componentes de cemento, lodos de perforación, combustible, agua potable y productos químicos utilizados en la plataforma, a equipos, tuberías de perforación o revestimiento, cabezas de perforación, etc. En el sentido inverso, también son encargados de transportar productos y cargas para su reciclaje, gestión o eliminación en tierra.

En cuanto a las funciones de apoyo son capaces de realizar tareas auxiliares como la extinción de incendios, ayuda a la contención de vertidos contaminantes, etc.

Para realizar este tipo de tareas, estos buques cuentan con una gran cubierta a popa (parte trasera del barco) debajo de la cual se dispone un amplio número de tanques o depósitos de almacenamiento. Generalmente la eslora (longitud) de este tipo de barcos se encuentra entre los 50 y 100 metros, contando habitualmente con sistemas de posicionamiento dinámico para aumentar la seguridad en las operaciones de carga y descarga en las inmediaciones de las plataformas. [60]

Ejemplo: Edda Ferd (PSV) [60], [61]

El Edda Ferd es un buque de apoyo y suministros a plataformas offshore diseñado por la compañía noruega Skipsteknisk y propiedad del armador noruego Ostensjo Rederi. Con unas dimensiones de 90 metros de eslora (longitud) y 20,6 metros de manga (ancho), el buque dispone de una cubierta de más de 1.000 metros cuadrados y alojamiento hasta para 40 personas.



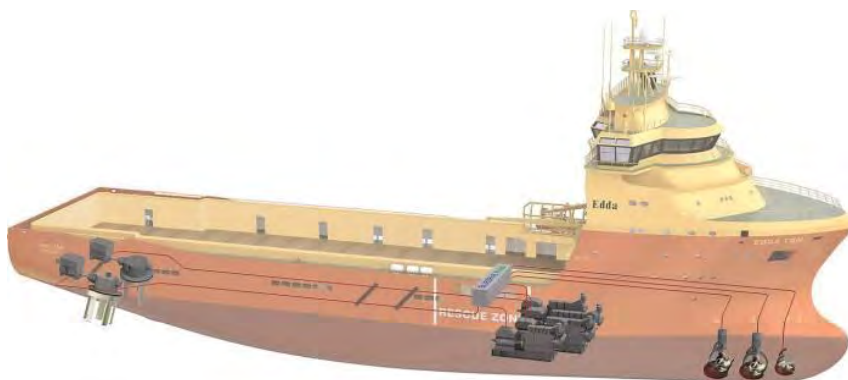
Cuadro 3.64. Edda Ferd. Fuente: Vadebarcos

Para ayudar en los trabajos sobre cubierta cuenta con dos grúas con una capacidad de elevación de 1,5 toneladas a un alcance máximo de 8 metros y otra de 3 toneladas de capacidad de elevación a un alcance máximo de 10 metros.



Debajo de la cubierta el buque alberga distintos tanques, capaces de almacenar y transportar, productos químicos, agua potable, agua de lastre, salmuera, cemento en polvo u otros productos líquidos.

El buque es propulsado a velocidades de hasta 16 nudos mediante dos propulsores cicloidales de 2.700 kW cada uno. Además cuenta con tres hélices en el túnel a proa, dos de 1.400 kW y una de 800 kW que forman parte del sistema de posicionamiento dinámico DP2 de la embarcación.



Cuadro 3.65. Esquema Edda Ferd. Fuente: Vadebarcos

En cuanto a la tripulación, puede estar formada hasta por 40 personas, repartidas en diferentes camarotes y con disponibilidad a bordo de las instalaciones típicas de este tipo de buques, hospital, sala de recreo, comedor y/o gimnasio.

Igualmente cuenta con seis lanchas inflables salvavidas con capacidad para 25 personas cada una, y un bote de rescate de 7 metros de eslora. El barco también es capaz de realizar tareas de extinción de incendios mediante el empleo de sus monitores hidráulicos.



Cuadro 3.66. Edda Ferd. Fuente: Astilleros Gondán

En la tabla a continuación se muestran y/o resumen las principales características del buque.

Tabla 3.25. Características Edda Ferd. Fuente: Astilleros Gondán

Información general	
Material de construcción	Acero
Tipo de buque	Buque de apoyo a plataformas (PSV)
Entrega	2013
Dimensiones principales	
Eslora total	92,6 m
Eslora entre perpendiculares	82,2 m
Manga	20,6 m
Puntal	9,0 m
Calado máximo	7,2 m
Peso muerto	5122 t
Capacidades	
Combustible	1100 m3
Agua dulce	1000 m3
Lastre	2280 m3
Recuperación de vertidos	690 m3
Área de cubierta	1038 m2
Cargas especiales	
Tanques Dry Bulk Cement	260 m3
Drill Water / Lastre	2280 m3
Liquid Mud / Brine	1215 m3
Metanol	440 m3
Drill cuttings / Productos especiales	720 m3
Acomodación	
Tripulación	38
Camarotes	27, 16 camarotes individuales + 11 camarotes dobles
Velocidad y consumo	
Velocidad máxima	16 nudos
Velocidad económica	12 nudos

- Buques de manejo de anclas y remolque o AHT (Anchor Handling Tug):

Los buques para manejo de anclas o anchor handling vessels (AHV), están diseñados específicamente para manipular y posicionar las anclas de las plataformas offshore u otras instalaciones en alta mar. Si además son capaces de realizar labores de remolque y suministro se les denomina AHTSV (anchor handling tug supply vessel).



Cuadro 3.67. Anchor handling. Fuente: Sector Marítimo

Se caracterizan por una amplia cubierta en popa, protegida por tablas de madera, donde se estiban y manipulan anclas de gran porte, las cuales podrán ser posteriormente fondeadas por popa (parte trasera del barco). Así, cuentan con los elementos necesarios para la elevación, maniobra y recuperación de anclas. [62]

Entre sus características principales, se pueden destacar: [62]

- Disponibilidad de un sistema de posicionamiento dinámico DP2.
- Gran manga (ancho) con respecto a su eslora (longitud).
- Amplio puente con visibilidad tanto a proa (parte delantera) como a popa. (parte trasera).
- Gran maniobrabilidad.
- Se puede distinguir de un PSV por el gran rodillo de acero que disponen en popa (parte trasera).



Cuadro 3.68. AHTSV. Fuente: Offshore Engineer

Ejemplo: MMA Centurion (AHTSV) [63]

El buque para manejo de anclas, remolque y suministros MMA Centurion, propiedad de MMA Offshore, es un activo marino clave para MMA en la región de Oriente Medio, habiendo participado en numerosas operaciones en alta mar desde Arabia Saudita.

Los sistemas de posicionamiento dinámico de la embarcación proporcionan una maniobrabilidad ideal para las operaciones offshore, contando igualmente con un amplio espacio de carga en cubierta posibilitando una gran variedad de trabajos.

Dispone de equipos certificados de lucha contra incendios, así como las medidas necesarias de seguridad en términos de botes salvavidas, chalecos y demás requerimientos.

En lo relativo a capacidad de remolque o manejo de anclas destacar:

- Remolque:
 - o Capacidad: 108 mt
 - o Cable: 58 mm x 1.400 m
- Manejo de anclas:
 - o Capacidad: 200 mt
 - o Cable: 58 mm x 1.400 m



Cuadro 3.69. MMA Centurio. Fuente: MMA Offshore

Otras características e información acerca del buque se encuentran recopiladas en la siguiente tabla:

Información general	
Tipo de buque	Anchor Handling Tug Supply Vessel (AHTSV)
Año de construcción	2011
Características principales	
Eslora total	70,0 m
Manga	17,0 m
Peso muerto	2.488 t
Calado máximo	6,1 m
Área de carga	500 m ²
Capacidad de carga	7,5 t/m ²
Velocidad máxima	14 knots
Velocidad económica	10 knots
Capacidad de remolque	102.45 mt



Cargas especiales	
Combustible	700 m3
Agua potable	514 m3
Agua de lastre	1.336 m3
Dry bulk	200 m3
Acomodación	
Tripulación	50
Camarotes	30, 10 camarotes individuales + 20 camarotes dobles

- Barcazas y remolcadores (tug boat):

Se trata de equipos específicos para operaciones de traslado de cargas y equipos o realización de trabajos puntuales o tareas de apoyo, y las operaciones de remolque necesarias respectivamente. Una de las operaciones más complejas, importantes y llamativas, consiste en el traslado o remolque de plataformas offshore (rig-tow).



Cuadro 3.70. Rig/Platform-tow. Fuente: gCaptain

- Embarcaciones de carga rápida y de personal (Fast Crew boat):

Se trata de barcos especializados en el transporte de personal y diferentes tipos de cargas hacia y desde instalaciones en alta mar como pueden ser plataformas petrolíferas, plataformas o barcos de perforación y/o parques eólicos marinos. Se trata de embarcaciones de menores dimensiones que las anteriores, capaces de ofrecer mayores rendimientos en cuanto a velocidades o tiempos de viaje.

Igualmente son capaces de realizar otras tareas como labores de apoyo en accidentes, control de vertidos o incendios o traslado de cargas urgentes y de dimensiones y pesos limitados. En cuanto al transporte de personal, el traslado o transferencia de personal por medios marítimos tiende a ser una opción secundaria, siendo el empleo de medios aéreos la opción habitualmente preferida. Se trata de una operación con unas necesidades climáticas y de estabilidad muy elevadas e implica a menudo importantes riesgos, debiendo ser su aplicación limitada y puntual.



Cuadro 3.71. Fast Crew boat. Fuente: Van Loon Maritime Service

Otras embarcaciones habitualmente requeridas:

- Barcos de vigilancia y seguridad (equipos contra incendios, militares, salvamento y rescate, etc.).
- Operaciones submarinas (operaciones subacuáticas o mediante equipos ROV, Remoted Operated Vehicle, etc.)
- Buques para propósitos sísmicos, levantamientos topográficos, etc.
- Aerodeslizadores o ACV (Air Cushion Vehicles)



Cuadro 3.72. ROV. Fuente: Blue Robotics

3.6.4.4. Transporte terrestre

En lo relativo al transporte terrestre, las opciones más comunes incluyen el transporte rodado por carretera o el empleo del ferrocarril. Mediante el empleo de las diferentes alternativas disponibles es posible cubrir las necesidades y requerimientos en cuanto al flujo de pasajeros, materiales, equipos, combustibles y otros materiales a granel.

Estos se deben ajustar a las necesidades y posibilidades del área en cuestión, debiendo planificar y adaptar en caso necesario las infraestructuras establecidas a los requerimientos de transporte a realizar. Así es habitual en el caso de transporte por carretera la necesidad de construir o mejorar accesos, pistas y carreteras y la infraestructura asociada con el fin de mejorar las operaciones y garantizar la seguridad de las mismas.



En el caso de medios ferroviarios, estos estarán en gran medida limitados al desarrollo de la red ferroviaria existente, o en el caso de que se plantee la operación de un gran campo petrolífero y este tipo de medios resulten claramente ventajosos a la ejecución y construcción de una vía e instalaciones específicas para abastecer y proveer el proyecto.

Respecto a los vehículos implicados en el transporte por carretera, la primera distinción a realizar agrupa los mismos en vehículos destinados al transporte de personal o pasajeros, a la carga y transporte de mercancías y vehículos especiales destinados a labores específicas o con carácter más puntual. Todos ellos deberán estar adecuadamente seleccionados y adaptados a las condiciones y el entorno del trabajo en el que vayan ser empleados, a la vez que el dimensionamiento de la flota requerida se realiza de forma adecuada. Un sobredimensionamiento de la misma implicaría costes excesivos y una infrautilización de los recursos disponibles, a la vez que un dimensionamiento insuficiente podría aumentar la fatiga de equipos y/o la demanda de recursos en cuanto a capacidades de transporte verse insatisfecha resultando en importantes problemas operativos.

Así, dentro de los transporte de pasajeros, se pueden encontrar diferentes alternativas en cuanto a capacidad de transporte y rango de movimientos o terrenos en los que es posible llevar su operación de forma adecuada. Habitualmente en operaciones establecidas y con infraestructuras desarrolladas, se suele recurrir al empleo de autobuses para el transporte de personal desde las ciudades o poblaciones cercanas a la localización de los trabajos. En este tipo de operaciones donde existen carreteras o pistas de acceso en buenas condiciones que permiten la circulación de todo tipo de vehículos, es posible el empleo de desde coches o furgonetas, a autobuses de diferentes tamaños. Permitiendo el diseño de las operaciones con un amplio rango de flexibilidad debido a las múltiples alternativas presentes en cuanto a capacidad de transporte desde 5 a más de 25 pasajeros, vehículos con o sin chofer, siempre debiendo prestar especial atención a criterios de seguridad y HSE.

Sin embargo se puede dar el caso de al inicio de proyectos en localizaciones remotas, donde las infraestructuras aún no se encuentran plenamente operativas, o en momentos o épocas concretas como de fuertes periodos de lluvia donde las condiciones de las mismas no sean adecuadas y sea necesario recurrir a medios de transporte más adecuados a las condiciones en cuestión. Las necesidades en este tipo de situaciones requiere del empleo de vehículos tipo 4x4, o todoterreno, capaces de adaptarse a las condiciones más complicadas del terreno sin comprometer la seguridad de los trayectos.

Si bien estas situaciones son lejos de considerarse ideales, a través de la inspección, mantenimiento y en caso necesario construcción y desarrollo de las infraestructuras y medidas correctivas necesarias, se tratará de garantizar la fácil operación de los equipos habituales. Con el fin de maximizar la seguridad en los trayectos y reducir en la medida de lo posible los riesgos presentes se diseñarán y llevará a cabo el cumplimiento de protocolos, estándares y controles periódicos tanto del personal como de los equipos empleados.

Respecto al transporte de mercancías, se deberán considerar aspectos similares a los anteriores, valorando la posibilidad de utilizar medios de transporte convencionales, camiones, o la necesidad de utilizar vehículos especiales con mayor facilidad de operación en condiciones adversas. Se emplearán de esta forma equipos para cargas ligeras, medianas y pesadas, así como transportes especiales para equipos o herramientas de grandes dimensiones o pesos.

Será necesario transportar tanto materiales y equipos de perforación, tubería y cabezas de perforación, equipos de bombeo y otros necesarios para llevar a cabo las operaciones, como combustibles, componentes para la fabricación y posterior operación de cementación, y otros materiales a granel, materiales de construcción, etc. Así, se darán distintas tipologías de transporte de mercancías, aquellas que incluyen elementos sólidos estables, como tuberías o equipos, se podrán disponer sobre estructuras adecuadas o contenedores para su transporte. Mientras que en el caso de líquidos combustibles, productos químicos o lodos de perforación, deberán emplearse cisternas o depósitos específicos para estos fines.



Cuadro 3.73. Transporte de tuberías de perforación. Fuente: Oil & Gas today

Prácticamente lo mismo, pero con mayores capacidades y simplicidad en su transporte, aplica al transporte ferroviario. Puede llevarse a cabo el transporte de pasajeros y todo tipo de mercancías, sólidas, líquidas, graneles, etc. Para ello se deberá contar con los vagones, equipos e instalaciones para su carga y descarga. Vagones de pasajeros, de mercancías para la carga de equipos y materiales y vagones cisterna entre otros.

Para lograr una adecuada planificación y posterior desempeño, se deberán considerar los tiempos y plazos del proyecto, sus necesidades y las del personal asociado, flujos de materiales entrantes la proyecto y salientes, valorando así los requerimientos de tratamiento y gestión de residuos, salida de personal de las instalaciones, etc.

De forma adicional, será necesario el empleo de vehículos especiales a disposición continua del proyecto y/o contratados para operaciones puntuales. Así, vehículos de



actuación ante emergencias como pueden ser equipos de extinción de incendios o control de vertidos, vehículos para evacuaciones médicas o ambulancias, vehículos para labores de vigilancia y/o seguridad serán necesarios. Respecto a otros tipos de operaciones especializadas, pueden ser requeridos equipos de elevación puntual, como grúas móviles de capacidades fuera de lo habitual en la operación. Vehículos para el transporte de cargas de dimensiones excepcionales, equipos de perforación móviles, equipos para la ejecución de estudios o prospecciones sísmicas, etc. La tipología de estos equipos de nuevo variará en función de las necesidades particulares, presentándose habitualmente alternativas sobre ruedas para movimientos u operaciones en distancias más largas, o sobre orugas o cadenas, capaces de operar en terrenos en peores condiciones.



Cuadro 3.74. Transporte torre de perforación. Fuente: Energy facts

Una vez más, la adecuada planificación de este tipo de operaciones colaborará de forma fundamental en el desempeño del proyecto, tanto a nivel de rendimientos como en cuanto a términos económicos y de seguridad.

3.6.4.5. Tecnología de la información y recursos informáticos

La perfecta integración, rentabilidad y eficiencia de las denominadas tecnologías de la información o sistemas informáticos en la aplicación prácticamente a cualquier aspecto, operación o proyecto es una realidad. Ayudan a gestionar, compartir y manejar de forma sencilla grandes cantidades de datos e información, permitiendo la optimización de procesos y mejorar los resultados obtenidos en un gran número de casos.

Así, en el ámbito de la exploración y producción de hidrocarburos, tratándose de proyectos multidisciplinarios y complejos, que requieren la interacción entre un gran número de individuos, en diferentes localizaciones, con diferentes funciones y necesidades, este tipo de herramientas permiten mejorar y desarrollar aspectos que comparativamente en el pasado no recibían el trato adecuado.

El desarrollo de herramientas informáticas y la aplicación de la inteligencia artificial a las mismas permiten la evaluación y ejecución de simulaciones informáticas, capaces de contemplar múltiples escenarios y alternativas, realizar modificaciones en segundos y obtener análisis y valoraciones de las mejores opciones o decisiones a tomar.

Así, en el ámbito logístico, existen en el mercado un amplio abanico de opciones comerciales para el tratamiento informatizado de los aspectos logísticos. Algunas de ellas desarrolladas de forma genérica y perfectamente adaptables al caso de la industria petrolera upstream, o desarrolladas de forma específica para su aplicación en los procesos logísticos asociados a la exploración de hidrocarburos onshore/offshore.

Alternativamente, las grandes compañías del sector pueden optar por desarrollar sus propias aplicaciones y herramientas, ajustando las mismas a sus protocolos y estándares, si bien se trata de procesos largos que requieren además del desarrollo de las mismas, importantes periodos de prueba y valoración, así como la formación de personal encargado de la misma y el entrenamiento general del personal implicado.

En cualquier caso, de forma general se trata de la aplicación de software con el objetivo de aumentar la eficiencia operativa de los diferentes procesos logísticos llevados a cabo en el sector. Algunas de las características que debe ser capaz de cumplir la herramienta desarrollada y/o contratada para garantizar el éxito en su aplicación incluyen:

- Implementación y adaptabilidad:

La solución adoptada debe estar hecha a medida y/o adaptarse a las necesidades particulares de cada caso. Para garantizar que esta satisfaga las necesidades del proyecto, lo ideal es trabajar desde el inicio, desde la concepción del proyecto, en el desarrollo de la herramienta y/o aplicación, identificando, asesorando e implementando las alternativas seleccionadas.

- Formación y entrenamiento:

La interfaz debe ser intuitiva y fácil de usar, sin embargo todo el personal encargado de interactuar con el software en cuestión debe haber recibido cursos y la formación necesaria sobre su manejo.

- Mejora continua:

Al igual que los proyectos, el software debe estar en constante desarrollo, buscando mejorar aspectos y adaptarse a nuevas necesidades si así fuese requerido. La evolución periódica del sistema, en base a modificaciones técnicas, regulaciones y comentarios por parte de los usuarios finales, así como experiencias previas, posibilitan mejorar la planificación y control de las operaciones, así como la reducción de costes operativos.

- Soporte fiable:

Debido a la importancia de este tipo de herramientas, debe asegurarse la disponibilidad de asistencia y soporte en el momento necesario. Ya que las operaciones de exploración y producción habitualmente se llevan a cabo de forma ininterrumpida, los servicios de asistencia técnica deberán ofrecer la misma disponibilidad. Garantizar el correcto funcionamiento del sistema y la resolución de incidencias deberá ser una prioridad.



El software desarrollado normalmente consistirá en un sistema formado por diferentes módulos en el que se integrará tanto el propio operador del proyecto, como proveedores, gestores de la base logística o de suministro, operadores marinos o terrestres en función de cada caso y el personal encargado de las operaciones en la plataforma o torre de perforación. Así, se pretende alcanzar un medio o sistema de comunicación y transmisión de información fluida y eficaz entre las diferentes partes intervinientes en el proyecto y garantizar el correcto desempeño de los trabajos y operaciones necesarias durante el desarrollo del proyecto.



Cuadro 3.75. Software logístico. Fuente: BoxOn Logistics Blog

Desde el punto de vista del operador del proyecto, se trata de hacer que la gestión logística sea colaborativa, segura y eficiente. Simplificando los flujos de información y posibilitando una comunicación fluida entre las diferentes partes involucradas. Así, las funciones a disponer en este apartado en el caso de un proyecto offshore podrían resumirse en:

- Cargas:

Se debe poder realizar un seguimiento completo de todos los movimientos de las cargas a lo largo de la cadena de suministro. Igualmente predecir y controlar las operaciones logísticas, permitiendo optimizar costes operativos como por ejemplo el alquiler de equipos.

- Personal:

A modo de herramienta de gestión, debe permitir el manejo del personal implicado en el proyecto, desde la fase de planificación a su implementación. Se trata de simplificar la comunicación con la plataforma, proveedores y coordinadores. Permitir la comprobación de certificaciones, y control general del POB (personnel on board, personal a bordo).

- Planificación:

Debe facilitar la planificación detallada de todas las actividades esenciales en las operaciones de perforación y garantizar que los equipos, recursos y personal se manejen correctamente y sean suministrados en el lugar y momento precisos.

- Transporte marítimo:

Proporcionar facilidades en cuanto a la planificación y presentación de informes de las actividades de las distintas embarcaciones, así como las capacidades de carga en cubierta y volumen utilizadas y/o disponibles. Esto permite la optimización de recursos dentro del conjunto de embarcaciones disponibles. Igualmente se pueden integrar herramientas de optimización de rutas en base a inteligencia artificial (IA). Esta, de acuerdo a escenarios actuales y futuros, podrá calcular y evaluar las opciones operativas y las rutas idóneas, permitiendo la optimización en la toma de decisiones.

- Stocks:

En lo relativo a stocks, se debe poder controlar y gestionar inventarios de proveedores, visualizar stocks disponibles, usos planificados de equipos y la obtención de informes con relación a variaciones en los inventarios.

- KPIs (Key Performance Indicators):

A través de la obtención de informes o visualización de los KPIs (Key Performance Indicators) o indicadores clave de rendimiento del proyecto, se proporciona información detallada sobre el rendimiento operativo del mismo. Se trata de mediciones de aspectos cuantificables, que gestionados de forma activa permiten optimizar las operaciones mediante una mejor planificación y ejecución de los trabajos.

En definitiva, una herramienta capaz de potenciar las ventajas del desarrollo informático y de las telecomunicaciones y aplicarlo de lleno al apartado logístico de los proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.



4. METODOLOGÍA

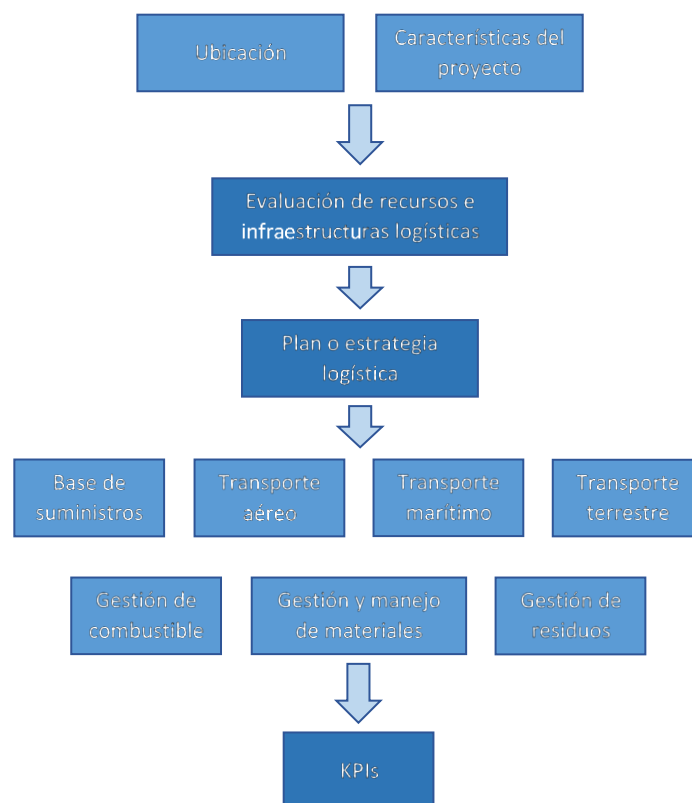
A partir de la información recogida y desarrollada en los apartados anteriores, se plantea la realización y análisis de un caso práctico en el que poder plasmar los aspectos destacados de la exploración y producción de hidrocarburos, especialmente en el ámbito de las operaciones logísticas.

Mediante la selección de una localización teórica en la que llevar a cabo hipotéticas actividades de exploración en la búsqueda de hidrocarburos, se procederá a la realización de una pequeña evaluación de los recursos e infraestructuras logísticas disponibles en la región. Para a continuación desarrollar un supuesto plan logístico en base al cual se desarrolle el proyecto.

El plan logístico deberá adaptarse a las características del proyecto exploratorio, a sus requerimientos y los condicionantes de la región. Por tanto un paso previo adicional consistirá en definir las características del proyecto en cuestión.

Anticipando la elección de la localización teórica de las actividades de exploración a una ubicación en alta mar (offshore) se deberán cubrir diferentes aspectos como la constitución de la base logística y su gestión, el transporte marítimo, aéreo y terrestre, la gestión de residuos o combustible, etc.

De forma complementaria y con el objetivo de servir de herramientas de medida del desempeño y base de optimización en el desarrollo del proyecto, se llevará a cabo el planteamiento y definición de los indicadores clave de rendimiento o KPIs (Key Performance Indicators) asociados a las principales operaciones logísticas (transporte aéreo, marítimo y terrestre, así como al transporte de cargas y mercancías o Freight Forwarding (FFWD)).



Cuadro 4.1. Metodología.

Destacar el carácter académico tanto de este documento como del caso práctico desarrollado, siendo limitado el acceso tanto a información, como a características de equipos y requerimientos operativos entre otros. Dentro de esta situación se tratará en la medida de lo posible de justificar y razonar las diferentes hipótesis adoptadas.

En este sentido, no es posible llevar a cabo el desarrollo en profundidad de procesos o complejos aspectos administrativos, contractuales o normativos, siendo parte clave en la ejecución de este tipo de proyectos, pero quedando limitados al desarrollo profesional de los mismos.



5. ANÁLISIS Y CASO PRÁCTICO

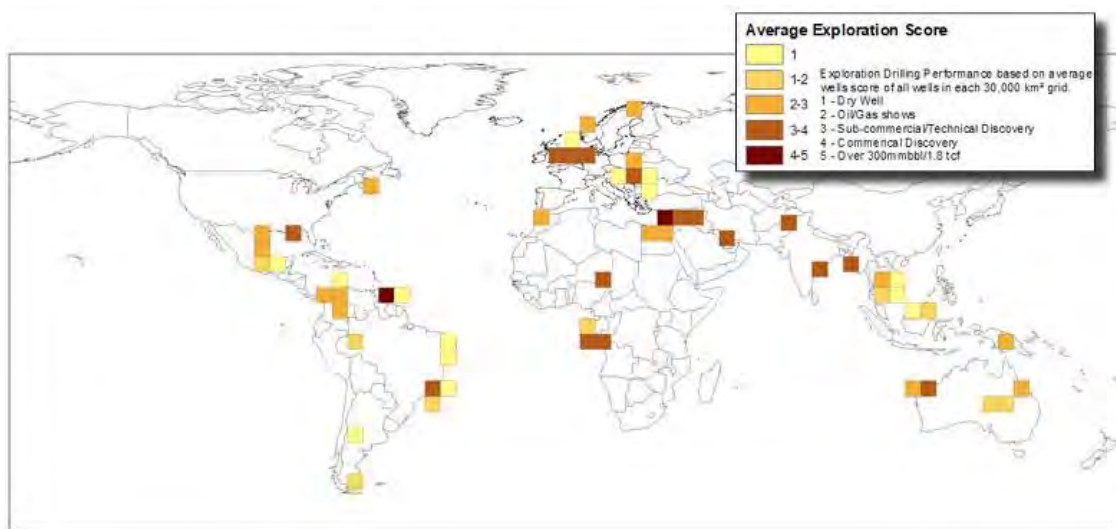
5.1. INTRODUCCIÓN

El petróleo y el gas natural, y en general los hidrocarburos son uno de los recursos naturales más importantes del planeta, determinantes en gran medida del desarrollo económico, industrial y social de los países o regiones en los que estos se encuentran presentes. Sin embargo la distribución de yacimientos de petróleo y gas natural en el mundo dista mucho de ser regular o de encontrarse repartida de forma equitativa entre los diferentes continentes del planeta. Así, como hemos visto anteriormente, tanto la producción mundial de petróleo y gas natural como la disponibilidad de reservas se encuentran concentradas en un pequeño número de países como pueden ser Venezuela, Arabia Saudí, Canadá, Estados Unidos, Rusia, Irán, Catar, etc.

- El 85% de las reservas mundiales probadas de petróleo y en torno al 70% de la producción mundial de petróleo se encuentran concentradas en tan sólo 10 países.
- Cerca del 80% de las reservas mundiales probadas de gas natural e igualmente el 70% de su producción se concentran de nuevo en 10 países.

De forma adicional, se puede afirmar que el descubrimiento de los grandes yacimientos de hidrocarburos del planeta hace décadas que fueron descubiertos y su explotación se lleva a cabo en la actualidad. Por tanto, en este marco, las tendencias futuras en la exploración y producción de hidrocarburos deben adaptarse al hecho de que los nuevos descubrimientos consistirán en yacimientos de menor tamaño y complejidad.

Considerando también un desarrollo desigual en cuanto a actividades de exploración en el planeta, en la actualidad el foco de atención se encuentra en diferentes partes del planeta. En el mapa a continuación se muestran las principales localizaciones con actividad exploratoria de hidrocarburos y sus rendimientos o resultados obtenidos en el año 2018.



Cuadro 5.1. Actividades de exploración en el planeta y resultados obtenidos (2018). Fuente:

De este se pueden sacar diferentes conclusiones:

- Predomina la exploración en zonas costeras o en alta mar frente a actividades de exploración terrestres o en zonas y regiones interiores.
- Se han obtenido una amplia variabilidad de resultados, aparentemente sin uniformidad o sin el seguimiento de patrones incluso dentro de una misma región o regiones vecinas.
- Existe una gran diversidad de áreas o zonas de exploración, no limitándose a un pequeño número de países o zonas con una marcada presencia en el sector del gas y del petróleo.

Gracias a él también es posible identificar áreas o zonas de especial interés exploratorio donde previsiblemente se continuarán desarrollando actividades de búsqueda e identificación de yacimientos de hidrocarburos. En este sentido y ante otras posibles alternativas a destacar, los próximos apartados así como el desarrollo del caso práctico en cuestión se centrarán en la región de Guayana, en el continente sudamericano.

5.1.1. Guyana

Guyana, de forma oficial República Cooperativa de Guyana, es un pequeño país ubicado en la costa norte de América del Sur. Este limita al norte con el océano Atlántico, al este con Surinam y con Venezuela y Brasil al oeste, con este último también al sur. La capital y ciudad más habitada del país es Georgetown, situada junto a la desembocadura del río Demerara, con una población estimada de en torno a 235.000 habitantes y su idioma oficial es el inglés. Inmerso en diversos conflictos y disputas territoriales con los países vecinos de Venezuela y Surinam, es considerado dentro del término país en vía de desarrollo. Guyana presenta elevados niveles de pobreza, con porcentajes altos de población viviendo por debajo del umbral de pobreza. [63]



Cuadro 5.2. Mapa y localización de Guyana. Fuente: Welt-Atlas.de



Ubicada entre Venezuela, Brasil y Surinam en el extremo norte de América de Sur, la nación tropical de Guyana se ha convertido en los últimos años en uno de los principales focos de actividad exploratoria de hidrocarburos del planeta.

La antigua colonia azucarera británica, independizada del dominio de la corona en 1966, se caracteriza por una vasta y densa selva tropical y una discreta población, étnicamente dispersa cuya mayoría habita en una estrecha franja a lo largo de la costa del país.

Su modesta economía históricamente ha dependido gran medida de la agricultura y de la minería, sin embargo el descubrimiento en 2015 de petróleo en alta mar por parte de ExxonMobil, plantea cambios importantes en la configuración de la misma, cuyo origen o motor de cambio se encuentra en la exploración de hidrocarburos.

Soportado por los datos ofrecidos a continuación, diferentes analistas predicen que la producción de petróleo de Guyana podría alcanzar los 1,2 millones de barriles diarios para el año 2030, siendo capaz de rivalizar la vecina Venezuela, miembro fundador de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), y de generar unos ingresos nacionales de 30.000 millones de dólares en el proceso.

Tratando de poner esto en perspectiva, las cifras del Banco Mundial situaron el PIB nacional de Guyana en torno a los 5.000 millones de dólares en 2019. Mientras que las últimas cifras del Fondo Monetario Internacional (FMI) pronostican un enorme aumento del 85% del PIB en los próximos años en previsión del creciente desarrollo de la industria del petróleo en el país.



Cuadro 5.3. Vista aérea de Georgetown (capital de Guyana). Fuente: NS Energy

A pesar de esto, en la actualidad, continua siendo una incógnita y motivo de incertidumbre como la industria petrolera emergerá de la crisis de mercado que se ha apoderado de la industria desde principios de 2020, con la demanda de petróleo diezmada causada por el coronavirus, sumada a la guerra de precios y las presiones ambientales preexistentes, situando a la industria en importantes niveles de riesgo e incertidumbre.

Los presupuestos de gasto de capital para nuevos proyectos de exploración y producción de hidrocarburos se han reducido drásticamente en casi todas las compañías petroleras, buscando recortar costes e intentando capear un temporal que ya ha generado numerosas pérdidas económicas.

Sin embargo, las perspectivas de cambio financieras de Guyana para los próximos años parece que se mantendrán motivadas por presencia de potenciales reservas de petróleo atractivas para los principales actores de la industria.

En este sentido, una transformación tan vertiginosa de la pequeña economía nacional plantea varias incógnitas sobre como Guyana, un país de menos de 800.000 habitantes, podrá hacer frente a su nuevo estatus en el escenario mundial y aprovechar al máximo sus recursos naturales.

Las primeras críticas surgen del acuerdo de licencia alcanzado a 40 años entre Exxon y el gobierno de Guyana en el que se regula que el 52% de las ganancias del campo petrolero Stabroek irán a parar a las cuentas de Guyana. Este puede ser considerado como muy favorable para la empresa estadounidense, privando a Guyana del ingreso de miles de millones de dólares en la explotación de sus recursos.

Mientras, la infraestructura comercial y regulatoria subdesarrollada del país plantea un conjunto de problemas significativo para los operadores como Exxon. Siendo la estabilidad regulatoria y fiscal, un factor clave para poder llevar a cabo el aprovechamiento de todo el potencial de los recursos presentes en el país.

Así, Guyana no tiene del todo fácil aumentar sus credenciales como lugar viable para hacer negocios, independientemente de su nueva riqueza petrolera. Hasta la fecha, el país ha subsistido a partir de pequeñas operaciones mineras, la agricultura y otras actividades industriales, como reflejan las limitaciones en la infraestructura nacional, políticas industriales y fiscales. Siendo uno de los componentes más críticos para el desarrollo y las perspectivas a corto plazo de la industria del petróleo y el gas en Guyana la disponibilidad de infraestructura para respaldar su crecimiento.



Cuadro 5.4. Cataratas de Kaieteur (Guyana). Fuente: Viajes y Vacaciones



5.1.2. Industria del petróleo en Guyana

Guyana constituye una de las regiones productoras de petróleo de más reciente incorporación a nivel mundial, llevando a cabo la primera extracción de petróleo crudo con carácter comercial en diciembre de 2019. [65] Y por este motivo cuenta con un sector industrial asociado a los hidrocarburos en sus primeras etapas de desarrollo, siendo el petróleo extraído en el país necesariamente enviado al exterior para su posterior refinación.

Históricamente Guyana ha sido un país netamente importador de combustible. Sin embargo tanto la cuenca costera de Guyana como algunas áreas interiores han atraído la atención de importantes compañías petroleras internacionales, como Shell, Total o Mobil desde la década de 1940, llevando a cabo la realización de numerosos estudios y prospecciones en la zona así como la perforación de varios pozos exploratorios. En el área o cuenca interior de Takatu se llevó a cabo la perforación de 3 pozos entre 1981 y 1993 sin embargo, estos fueron declarados como secos o comercialmente no viables. [65]

La exploración de petróleo en alta mar, por su lado, comenzó en la década de 1950, e inicialmente se realizó la perforación de 9 pozos entre 1965 y 1970, de los cuales solo en uno se encontró petróleo, el pozo Abary-1 en la licencia o concesión Kanuku. A finales de la década de 1980, importantes compañías petroleras continuaron las actividades de exploración en la región. [65]

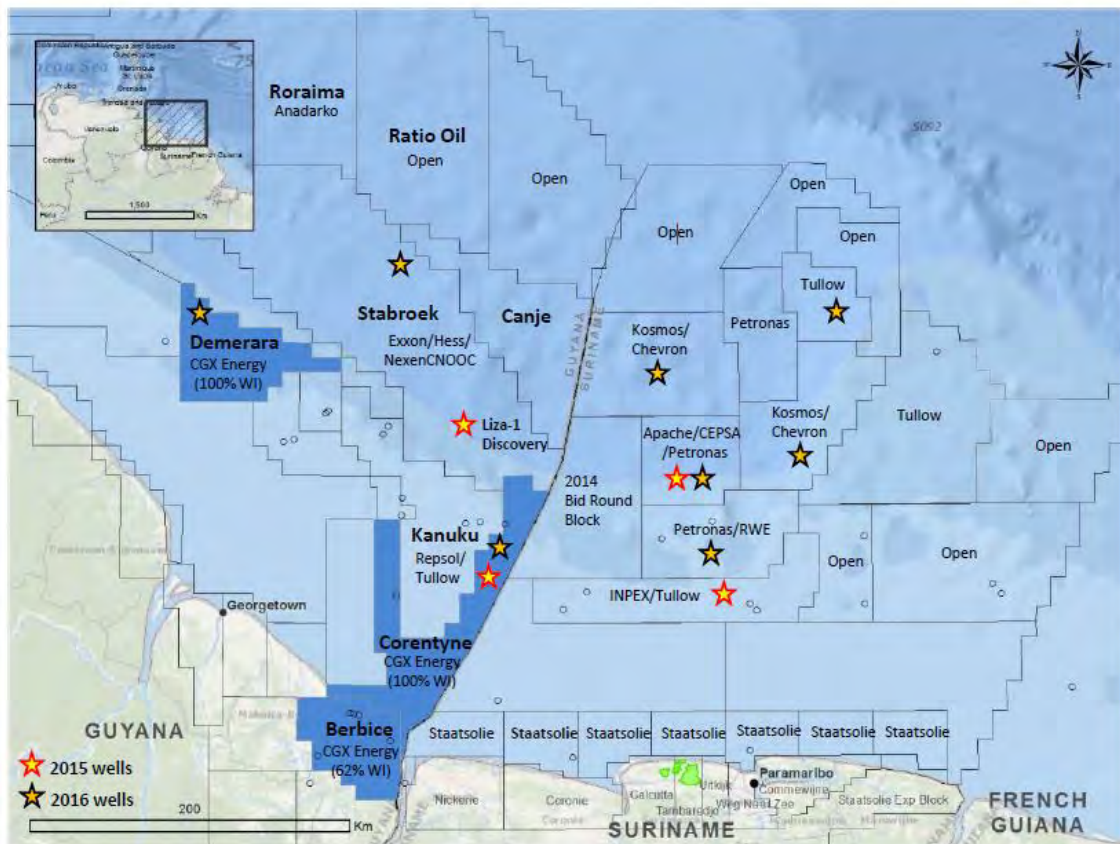
A mediados de la década del año 2000, la compañía canadiense CGX Energy, intentó llevar a cabo la perforación de un pozo offshore, sin embargo la plataforma fue disuadida por medios militares de la vecina Surinam afirmando que se encontraban en aguas pertenecientes a su nación. El Tribunal Internacional del Derecho del Mar de las Naciones Unidas (ITLOS, International Tribunal for the Law of the Sea) resolvió la disputa fronteriza en septiembre de 2007, pero no se llevó a cabo la perforación de nuevos pozos hasta el año 2012. [65]

En la actualidad, Guyana cuenta con nueve bloques petroleros en régimen de arrendamiento activo, de los cuales seis han soportado actividades de exploración activa. La División de Petróleo de la Comisión de Geología y Minas de Guyana tiene la responsabilidad de controlar y gestionar las actividades exploratorias en Guyana. [65]

Así, Esso, compañía subsidiaria de ExxonMobil, comenzó la exploración en aguas de la región en 2008. Para en 2015 anunciar el descubrimiento de más de 90 metros de reservorios de arenisca petrolífera de alta calidad a unos 200 km de la costa, considerado este uno de los mayores descubrimientos de petróleo crudo de la última década. Descubrimientos posteriores se llevaron a cabo a principios de 2018 en diversas localizaciones.

El pozo Liza-1 situado a una profundidad de 1.742 metros bajo la superficie del mar implicó la perforación de 5.433 metros adicionales, constituyó el primer pozo del bloque Stabroek. Las primeras estimaciones afirmaron que el área contenía 700 millones de barriles de petróleo crudo, con un valor de en torno a 40 mil millones de dólares estadounidenses. Los continuos descubrimientos de Exxonmobil y Hess aumentaron esa estimación a más de 4 mil millones de barriles de petróleo, produciendo potencialmente

750.000 barriles por día para el año 2025. Así, el proyecto Liza Phase 1 comenzó la producción de petróleo el 20 de diciembre de 2019. [65]



Cuadro 5.5. Bloques de exploración offshore en la cuenca de Guyana-Surinam. Fuente: Medium

Las perspectivas de futuro para la exploración marina de hidrocarburos en Guyana son excepcionales, con al menos el desarrollo de 16 pozos planificados en la región para el año 2021. Impulsada principalmente por la compañía estadounidense ExxonMobil, que ha establecido una fuerte presencia en el territorio tras sus prometedores descubrimientos en los últimos años. [66]

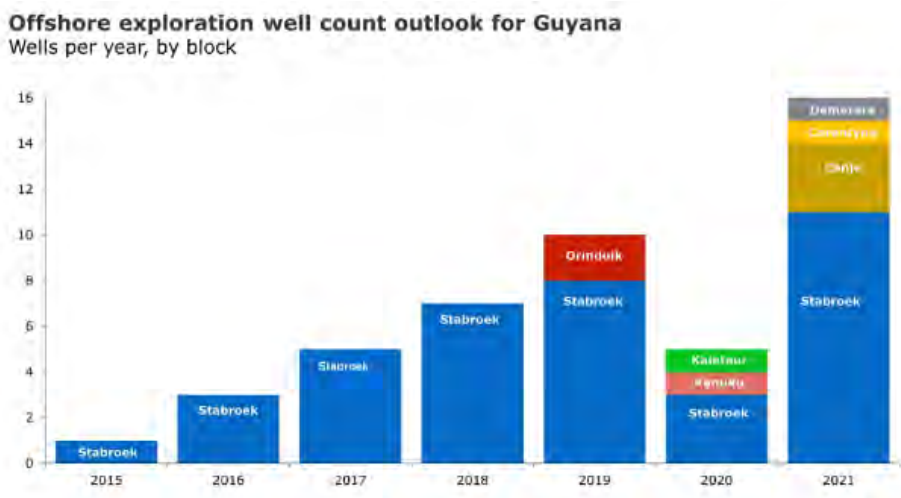
En principio los esfuerzos de esta compañía se centrarán en reafirmar los recursos en la parte sureste del bloque Straboek de Guyana, donde se han identificado posibles acumulaciones debajo de los descubrimientos existentes, así como en la exploración de zonas sin actividad al noroeste del bloque. Así como el desarrollo de trabajos en el bloque Canje, al norte de Stabroek, aproximadamente a 180 km de la costa en aguas ultraprofundas. [66]

Guyana ha saltado a la fama en cuanto a la exploración offshore de hidrocarburos, con el anuncio por parte de Exxon de diferentes descubrimientos desde el año 2015. Estimaciones situarían los recursos disponibles en más de 8 mil millones de barriles de petróleo.

Así, no es de extrañar que un importante número de compañías internacionales de primer nivel como Hess, China National Offshore Oil Corporation, Total, Repsol o Tullow Oil, se hayan unido a Exxon en la exploración de la región, ya que el interés en el potencial sin explotar del país sudamericano continua creciendo en el sector.



La evolución en la realización de pozos exploratorios y de evaluación en la región por bloques se puede observar en el siguiente cuadro: [66]



Cuadro 5.6. Evolución pozos exploratorios en la región. Fuente: NS Energy

5.2. DESCRIPCIÓN E HIPÓTESIS DE PROYECTO

Como punto de partida y principal hipótesis de trabajo para la realización del presente caso práctico, se considerarán los datos y características aproximadas del principal descubrimiento y primer pozo de producción de la región, Liza-1 en el bloque Stabroek, realizado por la compañía petrolera estadounidense ExxonMobil.

5.2.1. Liza Oil Field

El campo petrolero Liza se trata de un descubrimiento en aguas profundas ubicado en el Bloque Stabroek, aproximadamente a unos 190 km de la costa de Guyana, a una profundidad de la superficie del mar de entre 1.500 y 1.900 metros.

Planteado su desarrollo en distintas fases, Liza constituye el primer campo de producción de petróleo de entre los principales descubrimientos de petróleo realizados en el Bloque Stabroek entre 2015 y 2018.

El operador del bloque es Esso Exploration and Production Guyana Limited (EEPGL), empresa subsidiaria de ExxonMobil, con una participación del 45%. La participación restante del bloque se encuentra en manos de Hess Guyana Exploration (30%) y CNOOC Nexen Petroleum Guyana (25%). [67]

El desarrollo de la fase uno del proyecto Liza, a través de una inversión de más de 4.400 millones de dólares llevó a los primeros niveles de producción de petróleo crudo en diciembre de 2019. Se estima que la capacidad máxima de producción se situó inicialmente en torno a los 120.000 barriles de petróleo al día. Igualmente se espera que el desarrollo planteado de la fase dos de Liza se complete para 2023 y permita la producción de hasta 220.000 barriles diarios.

5.2.1.1. Desarrollo y detalles del yacimiento

Descubierto inicialmente por el pozo exploratorio Liza-1 en mayo de 2015, el campo petrolífero Liza fue evaluado mediante la realización de tres pozos adicionales durante 2016 y 2017, y mediante levantamientos o prospecciones sísmicas 4D complementarias,

que confirmaron la existencia de recursos de petróleo recuperables de miles de millones de barriles de petróleo.

Así, EEPGL recibió los permisos ambientales y licencias de producción necesarias para el desarrollo de la fase uno del proyecto Liza en junio de 2017, anunciando la decisión final de inversión en el proyecto el mismo mes. [67]

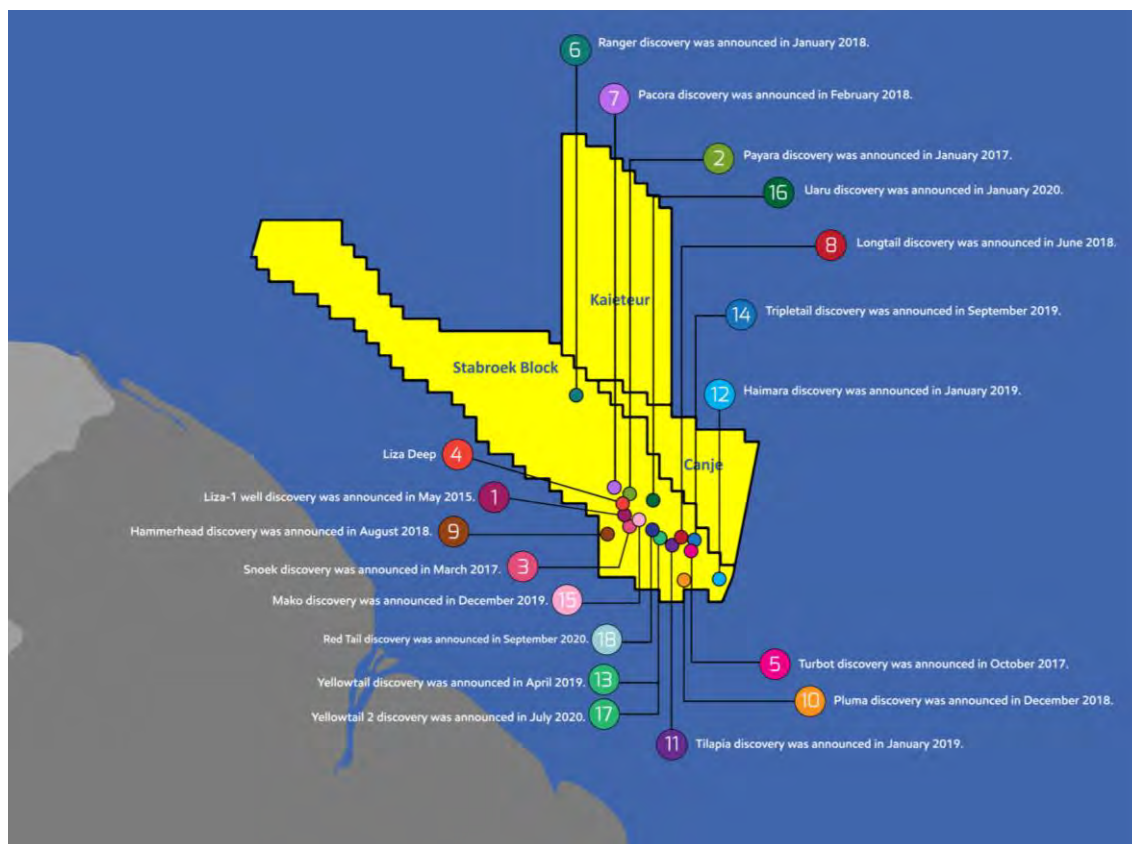
Con esta, se puso en marcha la maquinaria del proyecto y el barco de perforación Noble Bob Douglas llegó a Guyana en marzo de 2018, comenzando la perforación de pozos de desarrollo de la fase uno del proyecto Liza en junio de 2018.

Con una superficie de en torno a los 26.800 km² en el océano Atlántico, sobre aguas costeras de Guyana, estimaciones iniciales del bloque Stabroek situaron su contenido en más de cuatro mil millones de barriles de petróleo. Mientras que la exploración continua en la identificación de otras áreas potenciales del bloque.

Así, Liza constituye el primer y mayor descubrimiento en Stabroek, mientras que otros descubrimientos se han llevado a cabo en Deep, Payara, Snoek, Turbot, Ranger, Pacora o Longtail. EEPGL planea el desarrollo del campo Payara, ubicado al noroeste de Liza, una vez se completen los desarrollos de la fase uno y la fase dos de Liza. [67]

5.2.1.2. Descubrimientos en el bloque Stabroek

En el mapa y tabla a continuación se pueden observar los diferentes descubrimientos llevados a cabo en el bloque Stabroek, igualmente se realiza una breve descripción de los mismos. Se puede comprobar una clara predominancia de descubrimientos en la zona sureste del bloque.



Cuadro 5.7. Descubrimientos bloque Stabroek. Fuente: ExxonMobil



Tabla 5.1. Descubrimientos bloque Stabroek. Fuente: [68]

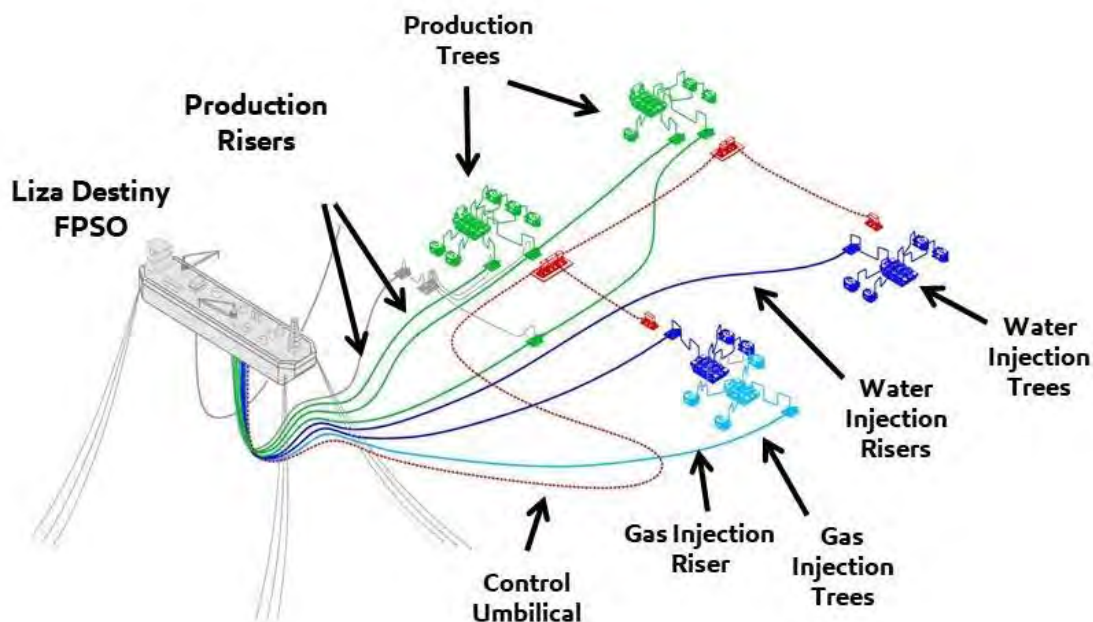
Descubrimientos bloque Stabroek
1. Liza (Liza-1) - Mayo 2015: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 90 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 5.433 metros.- Profundidad del fondo marino: 1.743 metros.
2. Payara (Payara-1) - Enero 2017: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 29 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 5.512 metros.- Profundidad del fondo marino: 2.230 metros.
3. Snoeck (Snoeck-1) - Marzo 2017: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 25 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 5.175 metros.- Profundidad del fondo marino: 1.563 metros.
4. Liza Deep (Liza-3) - Enero 2017: <ul style="list-style-type: none">- Pozo de evaluación.- Hallazgo: Reservas adicionales debajo de Liza (100-150 millones de barriles de petróleo).
5. Turbot (Turbot-1) - Octubre 2017: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 23 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 5.622 metros.- Profundidad del fondo marino: 1.802 metros.
6. Ranger (Ranger-1) - Enero 2018: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 70 metros de carbonatos petrolíferos de alta calidad.- Profundidad del pozo: 6.450 metros.- Profundidad del fondo marino: 2.735 metros.
7. Pacora (Pacora-1) - Febrero 2018: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 20 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 5.597 metros.- Profundidad del fondo marino: 2.067 metros.
8. Longtail (Longtail-1) - Junio 2018: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 78 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 5.504 metros.- Profundidad del fondo marino: 1.940 metros.
9. Hammerhead (Hammerhead-1) - Agosto 2018: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 60 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 4.225 metros.- Profundidad del fondo marino: 1.150 metros.
10. Pluma (Pluma-1) - Diciembre 2018: <ul style="list-style-type: none">- Hallazgo: 37 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.- Profundidad del pozo: 5.013 metros.- Profundidad del fondo marino: 1.018 metros.

11. Tilapia (Tilapia-1) - Febrero 2019:
- Hallazgo: 93 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.
- Profundidad del pozo: 5.726 metros.
- Profundidad del fondo marino: 1.783 metros.
12. Haimara (Haimara-1) - Febrero 2019:
- Hallazgo: 63 metros de areniscas con gas condensado de alta calidad.
- Profundidad del pozo: 5.575 metros.
- Profundidad del fondo marino: 1.399 metros.
13. Yellowtail (Yellowtail-1) - Abril 2019:
- Hallazgo: 89 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.
- Profundidad del pozo: 5.622 metros.
- Profundidad del fondo marino: 1.843 metros.
14. Tripletail (Tripletail-1) - Septiembre 2019:
- Hallazgo: 33 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.
- Profundidad del fondo marino: 2.003 metros.
15. Mako (Mako-1) - Diciembre 2019:
- Hallazgo: 50 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.
- Profundidad del fondo marino: 1.620 metros.
16. Uaru (Uaru-1) - Enero 2020:
- Hallazgo: 29 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.
- Profundidad del fondo marino: 1.933 metros.
17. Yellotail (Yellowtail-2):
- Hallazgo: 21 metros de depósitos productivos de alta calidad.
18. Redtail (Redtail-1) - Septiembre 2020:
- Hallazgo: 70 metros de areniscas petrolíferas de alta calidad.
- Profundidad del fondo marino: 1.878 metros.

La estimación de recursos o reservas brutas recuperables se sitúan en más de ocho mil millones de barriles de petróleo, incluido Liza y otros pozos de exploración exitosos como Payara, Liza Deep, Snoek, Turbot, Ranger, Pacora, Logtail, Hammerhead, Pluma, Tilapia, Haimara, Yellowtail, Tripletail y Mako entre otros.

5.2.1.3. Detalles Liza Fases 1 y 2

El desarrollo de la fase uno de Liza comprende la ejecución de 17 pozos en cuatro grupos diferentes, entre los que se encuentran ocho pozos de producción, seis de inyección de agua y tres de reinyección de gas, mediante el empleo de un buque o unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga de hidrocarburos o FPSO (Floating Production Storage and Offloading), Liza Destiny, con capacidad para la producción de hasta 120.000 barriles diarios y una capacidad de almacenamiento superior a los 1,6 millones de barriles. Se espera que el desarrollo de esta primera fase del desarrollo del campo Liza produzca aproximadamente 450 millones de barriles de petróleo. [68]



Cuadro 5.8. Esquema operación Liza Phase 1. Fuente: ExxonMobil

En cuanto a detalles del buque Liza Destiny, destacar su conversión a partir del Tina VLCC (Very Large Crude Carrier) de bandera de Bahamas, en astilleros de Singapur. La conversión de FPSO incluyó la mejora del casco y la adaptación de los equipos y su integración en cubierta. [67]

El Liza Destiny está anclado a una profundidad de unos 1500 metros y siendo capaz de producir, como se ha comentado anteriormente, hasta 120.000 barriles de petróleo diarios. El buque también cuenta con una capacidad asociada de tratamiento de gas de 170 millones de pies cúbicos por día y una capacidad de inyección de agua de aproximadamente 200.00 barriles diarios. El buque cuenta con una eslora de 340 metros y 60 metros de manga. [68]



Cuadro 5.9. Operación buque FPSO Liza Destiny. Fuente: ExxonMobil

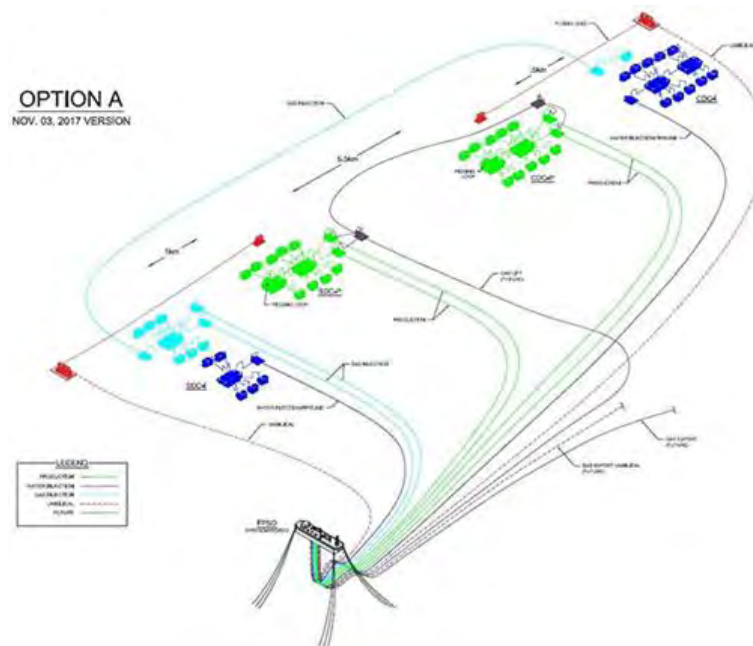
El desarrollo de la segunda fase del proyecto Liza, involucra la operación de un segundo buque, el FPSO Liza Unity, diseñado para una mayor producción respecto al Liza Destiny, capaz de producir hasta 220.000 barriles diarios.



Cuadro 5.10. Maqueta buque FPSO Liza Unity. Fuente: ExxonMobil

El desarrollo de esta segunda fase, cuya puesta en marcha estaba inicialmente planificada para comenzar a mediados de 2020, ha sufrido diferentes retrasos debido entre otros motivos a la COVID-19 y/o diferentes problemas técnicos, de características similares a la primera, cuenta con un total de seis centros de perforación y un total aproximado de 30 pozos, distribuidos de la siguiente manera: [68]

- 15 pozos de producción;
- 9 pozos de inyección de agua;
- 6 pozos de reinyección de gas.



Cuadro 5.11. Esquema de operación Liza Phase 2. Fuente: ExxonMobil

De forma adicional, tras la finalización del desarrollo de Liza, ExxonMobil planea el desarrollo del campo Payara, a través del buque flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) Prosperity, cuya producción se espera que alcance los 220.000 barriles diarios. [68]

El desarrollo de este proyecto será similar al de Liza Fases 1 y 2, sin embargo las dimensiones de Payara serán aún mayores. Incluyendo la perforación de hasta 45 pozos entre pozos de producción, inyección de agua o reinyección de gas. Su puesta en marcha está planificada para 2024. [68]



5.2.1.4. Contratistas involucrados en el desarrollo de Liza Fase 1

En el desarrollo y ejecución del proyecto Liza Fase 1, han participado numerosos contratistas y empresas especializadas en diferentes sectores. Así, algunos de los principales contratistas presentes en las operaciones y sus funciones o participación en el proyecto se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 5.2. Contratistas proyecto Liza Phase 1. Fuente: [67]

Contratistas proyecto Liza Phase 1
SBM Offshore:
<ul style="list-style-type: none">- Adjudicataria del contrato de ingeniería y diseño de front-end (FEED) del FPSO Liza Destiny.- Responsable también de la construcción, instalación, arrendamiento y operación del FPSO Liza Destiny.
Keppel Shipyard (subsidiaria Keppel Offshore & Marine):
<ul style="list-style-type: none">- Compañía subcontratada por SBM Offshore para llevar a cabo la conversión del FPSO.
TechnipFMC:
<ul style="list-style-type: none">- Encargada del diseño, fabricación e instalación de los equipos y sistemas de producción submarinos.
Saipem:
<ul style="list-style-type: none">- Responsable de la ingeniería, adquisición, construcción e instalación de los umbilicales submarinos, risers y líneas de flujo para el desarrollo del proyecto.- Encargada también del transporte e instalación de umbilicales, manifolds y cimentaciones asociadas para la producción, así como de los sistemas de inyección de agua y gas.
Guyana Shore BASE (GYSBI):
<ul style="list-style-type: none">- Servicios de base logística terrestre.
Noble Corporation:
<ul style="list-style-type: none">- Labores de perforación de los pozos de desarrollo del proyecto, mediante el empleo del buque de perforación (drillship) Noble Bob Douglas.
Stena Drilling
<ul style="list-style-type: none">- Labores de perforación de los pozos de exploración y evaluación del proyecto, mediante el empleo del buque de perforación (drillship) Stena Carron.
Spectrum
<ul style="list-style-type: none">- Suministro y realización de levantamientos y prospecciones sísmicas para la evaluación del yacimiento.

Respecto a los equipos de perforación destacar el empleo de los buques de perforación o drillships Noble Bob Douglas y Stena Carron, para labores de desarrollo y exploración y evaluación respectivamente.

A continuación se muestran las principales características de ambos buques:

- Noble Bob Douglas:

Tabla 5.3. Características Drillship Noble Bob Douglas. Fuente: Noble

Información general	
Tipo:	Buque de perforación (Drillship)
Diseño:	Gusto P10000
Constructor:	Hyundai Heavy Industries
Año de construcción:	2013
Bandera:	Liberia
Rangos y dimensiones:	
Profundidad operativa:	12.000 ft (3.657,6 metros)
Profundidad de perforación:	40.000 ft (12.192 metros)
Eslora:	752 ft (229,2 metros)
Manga:	118 ft (36 metros)
Calado:	36 ft (11 metros)
Capacidades:	
Personal:	210 pax
Combustible:	44.544 bbls
Agua de perforación:	21.085 bbls
Lodos de perforación:	14.586 bbls
Salmuera:	7.915 bbls



Cuadro 5.12. Drillship Noble Bob Douglas. Fuente: Noble

- Stena Carron:

Tabla 5.4. Características Drillship Stena Carron. Fuente: Stena Drilling

Información general	
Tipo:	Buque de perforación (Drillship)
Diseño:	Mono-Hull Drillship
Constructor:	Samsung Heavy Industries
Año de construcción:	2008
Bandera:	UK



Rangos y dimensiones:	
Profundidad operativa:	10.000 ft (3.048 metros)
Profundidad de perforación:	35.000 ft (10.668 metros)
Eslora:	228 metros
Manga:	42 metros
Calado:	12 metros
Capacidades:	
Personal:	180 pax
Combustible:	67961 bbls
Agua de perforación:	28.078 bbls
Lodos de perforación:	24.222 lbs
Salmuera:	3.082 bbls



Cuadro 5.13. Stena Carron Drillship. Fuente: Offshore Technology

5.2.2. Planteamiento del caso práctico

Partiendo de la información desarrollada en los apartados anteriores y tomando estos como referencia del presente caso práctico, se plantea la perforación hipotética de un pozo exploratorio de características similares al pozo Liza-1, primer descubrimiento de la compañía estadounidense ExxonMobil en el bloque Stabroek.

La ejecución del hipotético pozo, denominado en adelante Liza-XY, se plantea en las inmediaciones del yacimiento o campo Liza, con características aproximadas y teóricas:

Tabla 5.5. Características Liza-XY

Liza-XY	
Ubicación	Guyana (Offshore)
Bloque:	Stabroek
Tipo de pozo:	Exploratorio
Operador:	-
Coordenadas (WGS84):	7°51'11.3"N 56°50'34.3"W 7.853146, -56.842849
Distancia a tierra:	185 km
Profundidad:	1.750 m
Profundidad pozo:	5.500 m
Rig type:	Drillship

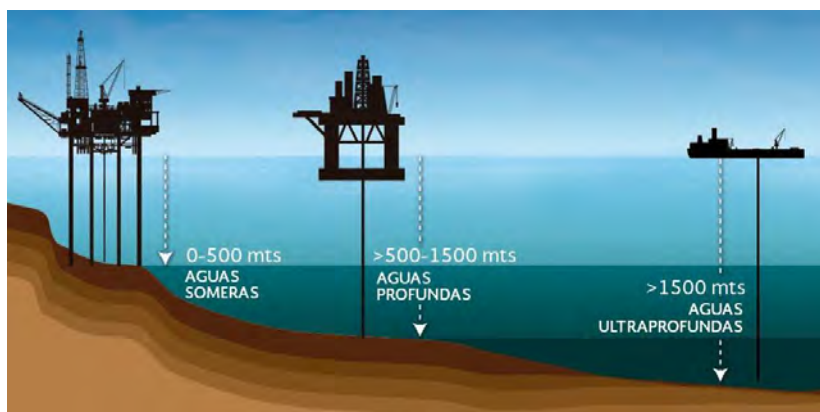


Cuadro 5.14. Área de interés Liza-XY. Fuente: Offshore Energy



Cuadro 5.15. Ubicación Liza-XY. Fuente: Google Maps

Así, se plantea la ejecución del pozo exploratorio Liza-XY dentro del bloque Stabroek en el entorno del campo Liza, en concreto en las coordenadas $7^{\circ}51'11.3''\text{N}$ $56^{\circ}50'34.3''\text{W}$ / 7.853146, -56.842849 (WGS84). Esto sitúa al pozo a unos 185 km (115 millas) de la capital de Guyana, Georgetown y a una profundidad estimada de en torno a los 1.750 metros bajo la superficie del océano atlántico. Este último condicionante emplaza a Liza-XY en aguas ultra profundas, debiendo plantear su ejecución en base a tecnologías adecuadas para este fin como es el caso de los buques de perforación o drillships. En relación a este último concepto se toma como referencia el buque de perforación Stena Carron, cuyas características generales fueron expuestas en el apartado anterior.



Cuadro 5.16. Clasificación profundidad aguas. Fuente: CNH

5.3. EVALUACIÓN DE RECURSOS E INFRAESTRUCTURAS LOGÍSTICAS

De acuerdo a su condición de país en vía de desarrollo o país emergente, la economía de Guyana se encuentra en pleno desarrollo económico, partiendo de un estado previo de subdesarrollo y/o una economía de transición. Si bien no alcanza aún el estatus de país desarrollado, ha avanzado más que otros que aún son considerados subdesarrollados.

Así, uno de los aspectos más críticos para el desarrollo y las perspectivas a corto plazo de la industria del petróleo y el gas en Guyana lo constituye la disponibilidad de recursos e infraestructuras adecuadas a los requerimientos del sector.

5.3.1. Capacidad constructiva y de desarrollo de infraestructuras

La escala y las necesidades de inversión en las infraestructuras necesarias para respaldar el crecimiento del sector del petróleo y gas natural en Guyana son muy grandes en relación a la capacidad del sector existente.

En la actualidad, en el país se dispone de varios miles de trabajadores en el sector de la construcción así como otros tantos en los servicios públicos y de construcción del Gobierno de Guyana, dentro del departamento de obras públicas. Así el Gobierno de Guyana es uno de los mayores empleadores de trabajadores de la construcción en el país, haciendo hincapié en la escasez de trabajadores cualificados disponibles. Por su lado, el sector de la construcción privado está formado por un pequeño número de empresas de construcción capaces de gestionar proyectos constructivos de mediana/gran escala. Sin embargo, en respuesta a las atractivas noticias asociadas a los hallazgos de petróleo y gas en la región, y la necesidad de inversión hacia este potente sector, diferentes empresas del sector privado están tratando de prepararse y adaptarse para ser capaces de aprovechar las oportunidades futuras. [69]

De forma general, salvo alguna excepción, la disponibilidad de todo tipo de materiales de construcción se debe fundamentalmente a su importación, implicando amplios plazos de entrega y dificultando el cumplimiento de las frecuentemente exigentes escalas de tiempo de este tipo de proyectos. La excepción a la importación se encuentra en algunos productos de canteras, cuyo exponente principal se puede encontrar en los áridos u otros materiales básicos, los cuales se producen en pequeñas canteras del sector privado. El escaso desarrollo y tecnología de estas instalaciones hacen que la disponibilidad de estos materiales locales, se encuentre igualmente fuertemente limitada en cuanto a capacidades o plazos de entrega. [69]



Cuadro 5.17. Sector de la construcción en Guyana. Fuente: The Guyana Chronicle

Un posible riesgo o problema adicional derivado de los aspectos anteriores se encuentra en el potencial desplazamiento de la actividad existente hacia este nuevo sector de la construcción de infraestructuras, provocando el desabastecimiento y falta de recursos en otros sectores como por ejemplo, en la construcción de viviendas o cualquier otro gremio.

Así, la capacidad del sector de la construcción de Guyana para ejecutar importantes proyectos de construcción o desarrollo de infraestructuras se puede considerar bastante limitada en términos de oferta de mano de obra, conocimientos especializados y recursos materiales locales. Y por tanto la ejecución de la mayoría de los proyectos constructivos en el país requiere de la importación de grandes cantidades tanto de personal, como de materiales y equipos.

5.3.2. Necesidades de infraestructura y condicionantes de desarrollo

En el desarrollo del sector del petróleo y del gas natural se deberá hacer frente, principalmente, dos tipos de condicionantes o limitaciones en relación a las infraestructuras: las que repercuten directamente en el desarrollo de las operaciones y aquellas relacionadas con el crecimiento de la población asociada a estas.

Algunos de los aspectos más relevantes a considerar incluyen:

5.3.2.1. Instalaciones portuarias

Estas constituyen uno de los principales problemas y con diferencia posiblemente el más importante para el desarrollo de y aprovechamiento de los potentes recursos marinos en principio disponibles en la costa de Guyana.

Las instalaciones portuarias actuales no son adecuadas para la escala y la naturaleza de la actividad necesaria durante el desarrollo de las intensas actividades exploratorias y de desarrollo proyectadas, debido entre otras al importante volumen de materiales que deberán importarse para luego ser enviados de nuevo a las operaciones en alta mar.

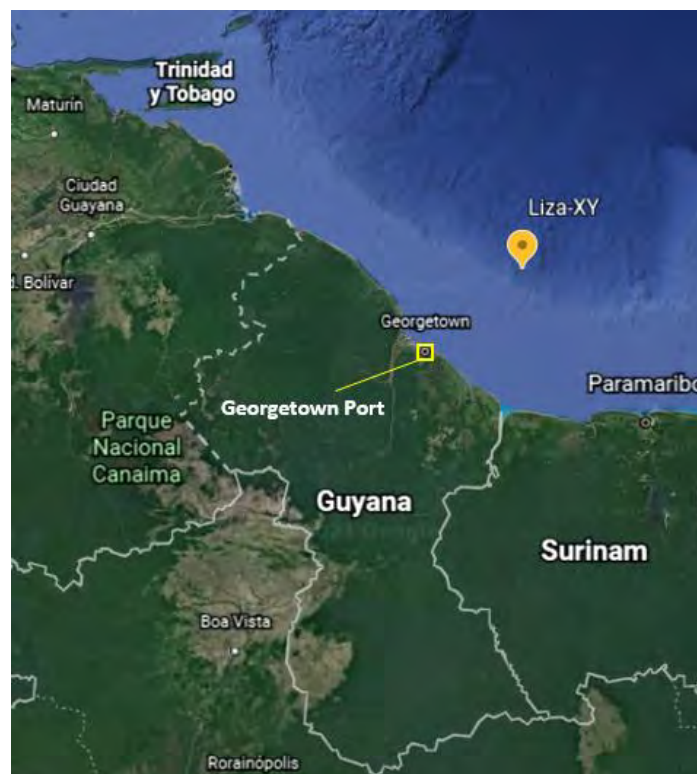
Hasta el momento, este problema se ha llevado a cabo mediante el desarrollo de bases o pequeños puertos con carácter temporal, capaces de satisfacer las necesidades de los distintos proyectos en sus diferentes fases. El desarrollo de este tipo de soluciones, con una vida útil de en torno a los 30 años, implica la dotación de importantes recursos en términos de trabajos de ingeniería civil en tierra, pilotaje o dragados necesarios para asegurar la correcta operación de una instalación que no deja de ser temporal.



En este sentido se trata de un tema controvertido, al cual se han ido ofreciendo diferentes soluciones con el transcurso del tiempo. Sin embargo, la solución ideal a largo plazo y preferida por las instituciones y gobiernos locales, pasa por el desarrollo de un nuevo puerto capaz de satisfacer las necesidades del sector del petróleo y gas, y a la vez mejorar las condiciones de otros colectivos como puede ser el caso de la flota pesquera o el sector de los cruceros. Esta solución por su parte implica dilatados plazos temporales y lo que es más importante, la necesidad de una compleja y difícil financiación. Este último punto justifica que la adopción de esta solución se trate de un mero planteamiento a futuro, cuyo desarrollo posiblemente no pueda verse iniciado hasta que se establezca un marco financiero que garantice su viabilidad. Este momento puede alcanzarse con la obtención de los primeros ingresos asociados a la producción de hidrocarburos.

Por tanto, hasta la entrada en funcionamiento de estas instalaciones portuarias mejoradas, de momento las operaciones se centralizan en el empleo de pequeños muelles asociadas a diferentes bases logísticas desarrolladas en mayor o menor medida del puerto de Georgetown.

El puerto de Georgetown, junto a la capital del país, se encuentra localizado en la desembocadura del río Demerara y constituye el núcleo principal de fabricación y comercio de Guyana.



Cuadro 5.18. Localización puerto de Georgetown. Fuente: Google Earth

A pesar de esto, se trata de unas instalaciones portuarias con claras deficiencias, que ofrecen distintas capacidades y/o servicios a lo largo de su desarrollo en el río Demerara. Se trata así en líneas generales de pequeños muelles asociados a empresas o compañías privadas, adaptados para la operación de las mismas y con un muy reducido número de posibilidades en cuanto al desarrollo de operaciones logísticas propias de la industria del petróleo y del gas.



Cuadro 5.19. Puerto de Georgetown. Fuente: Google Earth



Cuadro 5.20. Muelle - Puerto de Georgetown. Fuente: Vessel Tracker

Ante la falta de disponibilidad de bases logísticas adecuadas para el desarrollo de operaciones alta mar, existen diversas empresas del sector privado trabajando y/o interesadas en la preparación de nuevas instalaciones. Sin embargo en la actualidad las opciones disponibles son escasas y muy cotizadas entre las grandes compañías internacionales interesadas en operar en la zona.

Guyana Shore Base Inc. (GYSBI) es una de estas opciones, y posiblemente la base de referencia en la región. GYSBI es capaz de ofrecer soporte a través de sus instalaciones localizadas río arriba en el puerto de Georgetown. Entre estas se pueden destacar: [71]

- Muelle:

Se encuentra disponible un muelle de 600 ft (185 m aprox.) con capacidad para el atraque de dos buques.

- Área de almacenamiento:

GYSBI dispone de amplias áreas de almacenamiento tanto cubiertas, de en torno a 40.000 m², como al aire libre, con capacidad de almacenamiento de hasta 23.000 T de tuberías de perforación y otros equipos.



- Equipos:

Disponibilidad de numerosos equipos necesarios para la gestión de la base y realización de los trabajos asociados.

- Zona de carga:

Con capacidad de carga de hasta 23 T/m², se dispone de una amplia área adecuada para dar servicio y realizar la carga de buques.

- Gestión de combustible y agua:

Capacidad de almacenamiento y gestión de combustible de hasta 3.400.000 litros y capacidad de suministro de agua de hasta 70 m³/h.

- Oficinas:

Disponibles diferentes espacios para oficinas con mobiliario y equipamiento incluido.

Igualmente la base cuenta con otros servicios adicionales en relación a sistemas de vigilancia y seguridad, control de calidad, formación y control de personal, etc.



Cuadro 5.21. GYSBI. Fuente: Google Earth



Cuadro 5.22. GYSBI. Fuente: BN Americas

Otras infraestructuras necesarias y asociadas a estas instalaciones portuarias como se ha mostrado en el caso de GYSBI se tratan de grandes áreas o espacios tanto cubiertos como al aire libre para el almacenamiento de materiales y equipos. Estos deberán ubicarse en zonas cercanas al muelle con objetivo de facilitar la operación y siempre de acuerdo a los estándares de seguridad necesarios. De forma adicional puede buscarse la alternativa de emplear una localización más apartada pero con un menor coste de alquiler o arrendamiento que posibilite el almacenamiento de materiales y equipos por plazos superiores a los habituales (long-term yard).

En cuanto al personal, las empresas de O&G también podrán requerir otro tipo de necesidades como puede ser el caso de proporcionar alojamiento temporal a los trabajadores implicados en sus operaciones, no de forma habitual, si no como respaldo para cuando por ejemplo no se puedan llevar a cabo las operaciones debido a las condiciones climáticas.

5.3.2.2. Servicios públicos y transporte

Suministro de agua:

El suministro de agua es un punto clave y crítico en las operaciones del sector de O&G, el cual utiliza grandes cantidades de agua en diferentes actividades como puede ser la preparación de los distintos lodos o fluidos de perforación.

De forma general, el suministro de agua en Georgetown ha alcanzado una situación crítica por momentos en los últimos años debido a rachas especialmente secas. Así, constituye también una preocupación importante de cara al desarrollo del sector del petróleo y gas natural. [69]

La actualización del suministro es por tanto una tarea necesaria independientemente del sector petrolero, estando esta planificada en el futuro próximo. [69]

Generación eléctrica:

Por un lado la vida útil de diseño de los equipos de generación de Georgetown está llegando a su fin y adicionalmente se considera necesario aumentar su capacidad de generación en torno a los 2 megavatios. Igualmente resulta interesante disponer de una forma de generación alternativa, potencialmente conservando la instalación actual como respaldo. Viéndose esta necesaria actualización acelerada por las más que probables demandas del sector del petróleo y gas. [69]

Red de carreteras:

La calidad y estado de las carreteras constituye una gran preocupación para todas las empresas de la industria de O&G, debido a sus grandes implicaciones en términos de riesgos y seguridad de sus operaciones.

Sin embargo en este caso no parece un punto realmente relevante en comparación con otros campos.

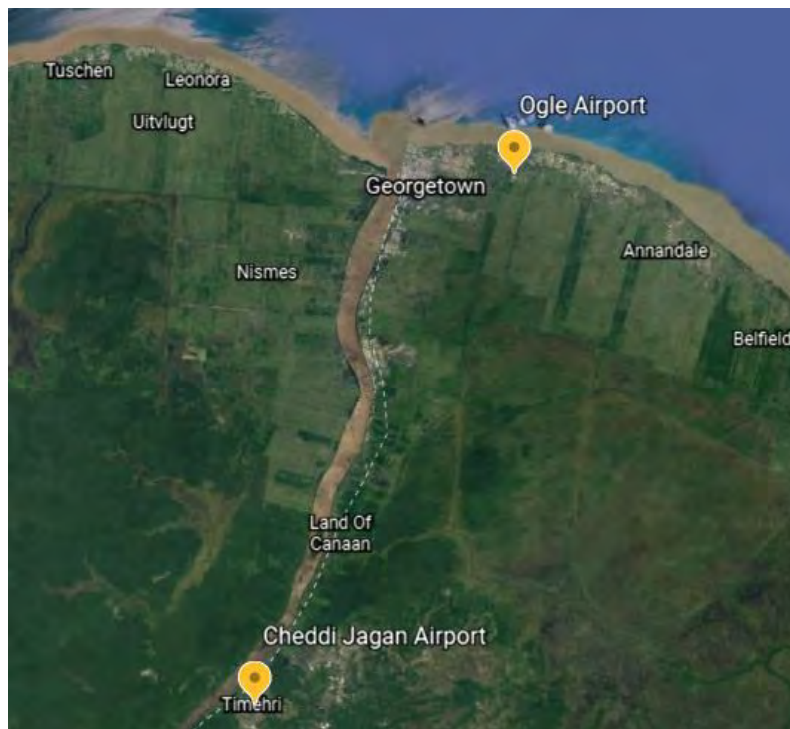
Con el desarrollo del sector y a medida que crezca la economía del país, previsiblemente los volúmenes de tráfico y el número de incidentes aumentarán en la región, siendo posiblemente necesaria la inversión en su actualización y mantenimiento.



Aeropuertos:

En las inmediaciones de Georgetown se encuentran paralelamente en operación dos aeropuertos diferentes. El aeropuerto internacional Cheddi Jagan y el aeropuerto internacional de Ogle. Ambos plenamente operativos requieren mejoras para proporcionar almacenamiento adicional de helicópteros y desarrollar algún otro aspecto de forma más completa de cara a su operación como un helipuerto comercial de la industria petrolera.

A largo plazo, en un escenario con un mayor nivel de tráfico, podría ser interesante llevar a cabo la ampliación de las instalaciones actuales, así como la aplicación de modernos sistemas de administración de pasajeros.



Cuadro 5.23. Aeropuertos Georgetown. Fuente: Google Earth

A nivel operativo, por cercanía tanto a la zona de perforación como a la base logística, resulta más interesante la localización del aeropuerto de Ogle.

El Aeropuerto Internacional Eugene F. Correia - Ogle (OGL/SYEC) se encuentra en la costa del Océano Atlántico de Guyana, a unos 6 kilómetros al este de la capital, Georgetown.

Se trata de un pequeño aeropuerto con una pista de aterrizaje de en torno a 1.300 metros de largo. Este cuenta con las instalaciones necesarias para la operación tanto de aerolíneas comerciales tanto de pasajeros como de carga y medios adecuados para llevar a cabo las operaciones de transporte aéreo entre Georgetown y las operaciones marítimas (offshore) de la región. [71]



Cuadro 5.24. Ogle International Airport. Fuente: Google Earth

Gestión de residuos:

Las instalaciones y gestión de residuos en Guyana son bastante básicas, a la vez que no se dispone de instalaciones adecuadas de reciclaje. [69]

La industria del petróleo y gas es productora de grandes volúmenes de residuos que necesitan un tratamiento y gestión (eliminación) adecuada. A medida que el sector crezca, será necesaria la dedicación de una instalación encargada de la gestión de residuos, así como una infraestructura, legislación y normativa ambiental que regule este aspecto.

Telecomunicaciones:

Guyana dispone de una red de telecomunicaciones existente y significativa, contando con servicios adecuados y operativos. [69]

Sin embargo, en el futuro, en paralelo con el desarrollo del sector del petróleo y gas natural será necesaria la inversión para la mejora de la infraestructura de telecomunicaciones, asociado en parte también al crecimiento de la economía y la población de la región.

5.3.2.3. Otros servicios e instalaciones públicas

El crecimiento de la población y la economía generará demandas adicionales sobre las instalaciones gubernamentales existentes y la necesidad de inversiones futuras.

Sistema educativo:

La capacidad actual del sistema educativo es capaz de hacer frente a la demanda actual, sin embargo en el caso de un aumento significativo de la población, es posible que sea necesario invertir en nuevas instalaciones escolares para aumentar la capacidad educativa de la región. [69]

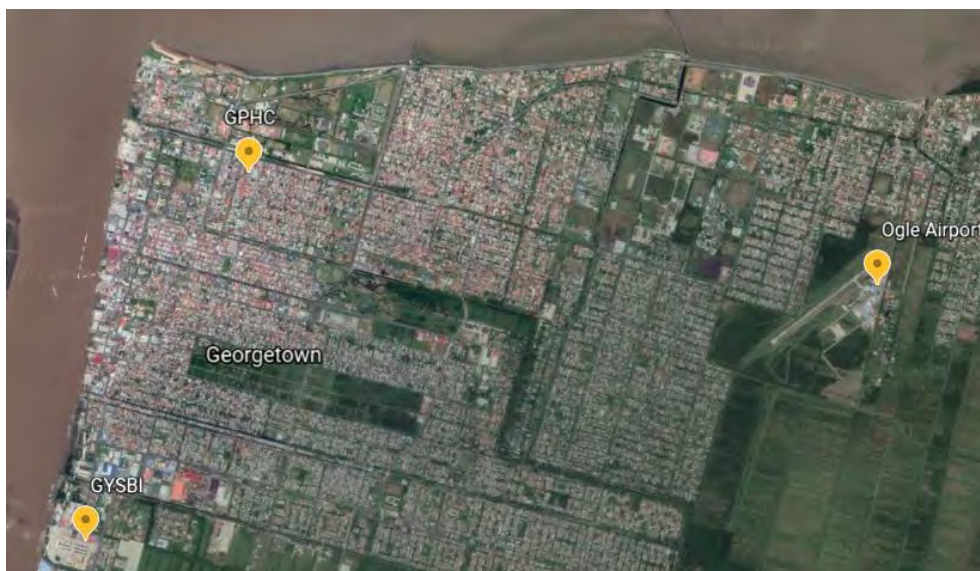
Sistema sanitario:

Las instalaciones sanitarias actuales son lo suficientemente grandes como para hacer frente al crecimiento de la población previsto siempre y cuando se continúe mejorando las instalaciones, desarrollando nuevos departamentos especializados con médicos y personal cualificado, así como equipos e instalaciones médicas adecuadas. [69]



El crecimiento del sector del petróleo y gas en la región traerá la necesidad de adaptar o mejorar ciertas instalaciones, como puede ser la construcción de helipuertos o zonas de aterrizaje, para garantizar la asistencia ante emergencias médicas.

El hospital de referencia de la región lo constituye el Hospital Público de Georgetown, GPHC (Georgetown Public Hospital). Este se trata del hospital más grande del país y hospital de referencia nacional. [72]



Cuadro 5.25. Ubicación GPHC. Fuente: Google Earth

Otras instalaciones:

La disponibilidad de oficinas para departamentos gubernamentales de Guyana en la región ya se encuentra bastante limitada, no siendo la mayoría de los edificios contemplados para albergar las necesidades de un espacio para oficinas. A medida que aumenten los requisitos para equipos como policía, inmigración, medio ambiente, hidrocarburos u otros servicios públicos, será necesario invertir en nuevas oficinas tanto como para empleados públicos como para empresas del sector privado. [69]

Hostelería - Sector privado:

Es probable que con el desarrollo industrial se den demandas adicionales de alojamiento y hoteles, así como restauración y otros servicios asociados, siendo fuente y objetivo de inversión de diferentes sectores privados.

5.4. PLAN LOGÍSTICO

5.4.1. Introducción

5.4.1.1. Características del proyecto

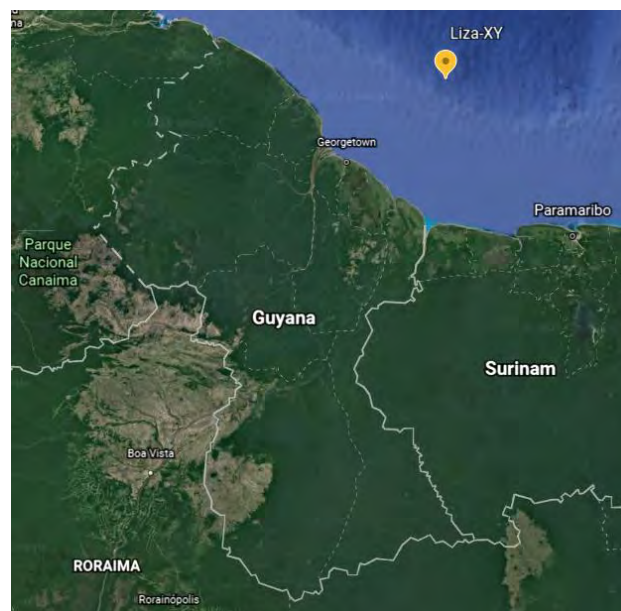
Se plantea la perforación hipotética del pozo Liza-XY dentro del bloque Stabroek, en la costa de Guyana. Como es habitual la ejecución de este tipo de operaciones normalmente se encuentra asociada a la participación de diferentes compañías del sector. Sin embargo en este caso teórico, no se asocia a ninguna compañía o compañías en concreto.

La profundidad máxima a alcanzar del pozo se sitúa en torno a los 5.500 metros, mientras que la ubicación del mismo a unos 1.750 metros bajo el nivel del mar, hace que la operación se considere en aguas ultra profundas.

Así, se plantea la perforación de 1 pozo exploratorio (Liza-XY) en bloque Stabroek (actualmente operado por ExxonMobil) dentro de un teórico marco regulatorio y normativo previamente acordado, y fuera del alcance de este documento, con el gobierno y autoridades nacionales de Guyana.

Tabla 5.6. Datos principales proyecto Liza-XY.

Datos principales Liza-XY	
Área de operación	Costa de Guyana, Océano Atlántico
Bloque:	Stabroek
Tipo de pozo:	Exploratorio (Offshore)
Operador:	-
Coordenadas (WGS84):	7°51'11.3"N 56°50'34.3"W 7.853146, -56.842849
Distancia a tierra:	185 km (aprox.)
Profundidad:	1.750 m
Profundidad pozo:	5.500 m
Rig type:	Drillship



Cuadro 5.26. Localización proyecto Liza-XY. Fuente: Google Earth

Las características y desarrollo del presente plan o estrategia logística por tanto son de aplicación a la ejecución del citado pozo Liza-XY, sin un calendario o programa claro o definido de ejecución. Este dependerá en gran medida del desarrollo de acuerdos y contratos con el gobierno y diferentes contratistas o partes involucradas, así como de la disponibilidad de instalaciones, equipos, materiales, personal, etc. Igualmente la duración de las operaciones depende en gran medida de las características del proyecto, la profundidad, tanto de operación como a alcanzar, ubicación, tecnologías, requerimientos y posibles problemas o desafíos particulares encontrados, etc., pudiendo alcanzar hasta varios meses de duración.



5.4.1.2. Marco regulatorio

En cuanto al desarrollo del proyecto y el marco regulatorio asociado, la complejidad de las operaciones y la capacidad de las compañías encargadas de su ejecución implica el seguimiento y cumplimiento de múltiples normativas que regulan aspectos como la planificación, ejecución o control de los distintos trabajos necesarios.

Adicionalmente a los estándares, procedimientos o normativas propias de la empresa o compañía, se deberán valorar y cumplir otras posibles asociadas a contratistas, legislación regional o del país anfitrión y posibles consideraciones de aplicación internacional.

Estas cubrirán y velarán por la adecuada ejecución de los trabajos, de forma segura, eficiente y respetuosa con el medio ambiente entre otras. Así, serán de aplicación diferentes procedimientos relativos desde a la propia ejecución del pozo exploratorio como a las actividades logísticas relacionadas. Entre estas destacar las relacionadas con:

- Transporte aéreo;
- Transporte terrestre;
- Transporte marítimo;
- Gestión de materiales e inventarios;
- Operaciones de movimiento y elevación;
- Almacenamiento, mantenimiento y transporte de materiales;
- Otras regulaciones y guías logísticas.

El carácter académico de este documento imposibilita el desarrollo concreto y detallado de este tipo de aspectos.

5.4.1.3. Abreviaturas

Algunas de las principales abreviaturas utilizadas en los siguientes apartados incluyen:

- ExW: ExWorks (Incoterms)
- DAP: Delivery at Place (Incoterms)
- FFWD: Freight Forwarding (Transporte internacional)
- BP: Bollard Pull (Tracción a punto fijo, capacidad de remolque)
- AHTS: Anchor Handling Tug Supply Vessel (Buque)
- PSV: Platform Supply Vessel (Buque)
- FSV: Fast Supply Vessel (Buque)

5.4.2. Equipo e infraestructuras logísticas

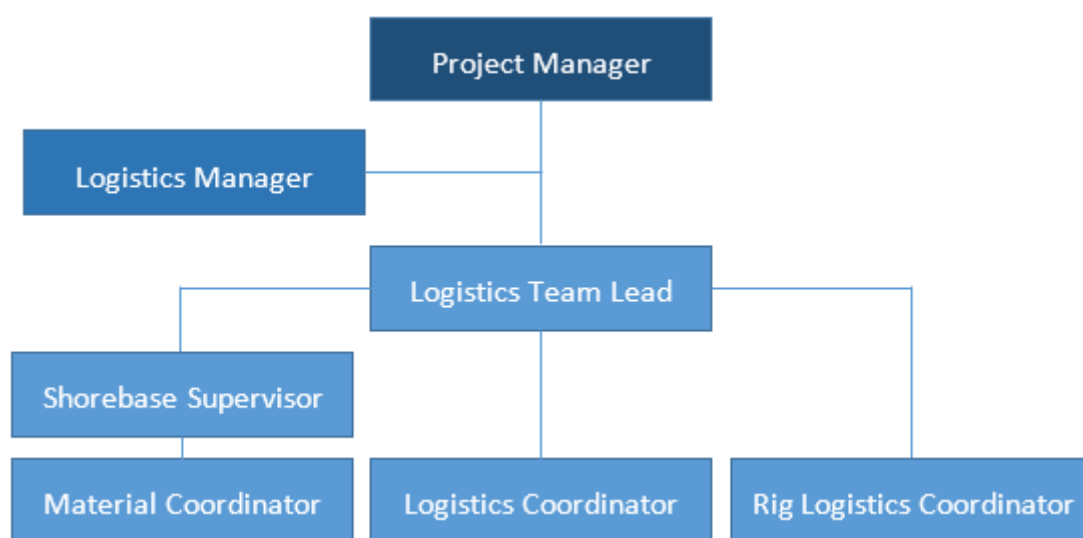
5.4.2.1. Equipo logístico

A continuación se describe de forma aproximada un posible esquema para la correcta gestión y ejecución del apartado logístico del proyecto. Este estará formado por personal especializado y adecuadamente formado en la plantilla de la compañía.

Estos durante la ejecución de las operaciones estarán encargados de cubrir diferentes necesidades, planificar y controlar la ejecución de actividades y la gestión del personal y equipos implicados en cada caso. Igualmente tratar y mediar con contratistas y resolver cualquier problema o incidencia que pueda surgir durante la realización de los trabajos.

En líneas generales la planificación del proyecto y el diseño de la estrategia logística, se llevará a cabo por un equipo multidisciplinar que involucre las distintas áreas implicadas de forma que sea posible abarcar los distintos requisitos del proyecto. Se tratará en etapas iniciales desde la ubicación u oficinas centrales de la compañía, habitualmente fuera del país en cuestión, con apoyo en campo y mediante la realización de visitas necesarias.

Una vez establecido, mediante la presencia del equipo necesario en campo y el soporte de las oficinas o base centrales de la compañía se lleva a cabo la ejecución del proyecto. Algunas de las funciones clave a realizar incluyen la del Líder o Responsable del Equipo Logístico (Logistics Team Lead) y diferentes posiciones relativas a la base logística y la gestión de materiales en la misma (Shorebase Supervisor / Material Coordinator) o a la plataforma de perforación (Rig Logistics Coordinator) y la coordinación entre los diferentes medios implicados (Logistics Coordinator).



Cuadro 5.27. Estructura equipo logístico.

Las operaciones petrolíferas y en especial las llevadas a cabo en alta mar (offshore), se caracterizan en general por rotaciones de trabajo prolongadas en las que se trabaja de continuo durante periodos de trabajo de en torno a 21 (o 14) días habitualmente y a continuación se pasa a periodos de descanso de aproximadamente el mismo tiempo (21 días on - 21 días off). Esto motiva que en gran medida las posiciones inferiores en campo cubiertas por personal trasladado específicamente a estos proyectos para este fin se cubran por duplicado, posibilitando el trabajo alterno de ambos.

5.4.2.2. Instalaciones portuarias y base logística

Como se ha anticipado anteriormente la operación logística del proyecto Liza-XY se centrará en la operación de la base logística o base de suministros de GYSBI (Guyana Shorebase Inc.) localizada en el puerto de Georgetown, capital de Guyana y principal núcleo de comercio y actividad del país.

A través de esta se proporcionaran las necesarias instalaciones en cuanto muelles o atraque de buques y sus operaciones asociadas de carga y descarga, así como las áreas necesarias para llevar a cabo el almacenamiento de materiales y equipos tanto a cielo abierto como en espacios cubiertos, el almacenamiento de materiales peligrosos o



contaminantes y el establecimiento de oficinas que sirvan como base de trabajo del personal logístico en la región.

La base localizada en el interior del puerto de Georgetown, en la desembocadura del río Demerara constituye una de las instalaciones con fines logísticos más desarrolladas de la región en cuanto al sector del petróleo y el gas se refiere.

Adicionalmente otras posibles terminales como puede ser el caso de la empresa privada John Fernandes Ltd. pueden ser empleadas en caso necesario, sin embargo se considerará GYSBI como principal y único centro de trabajo en el proyecto.



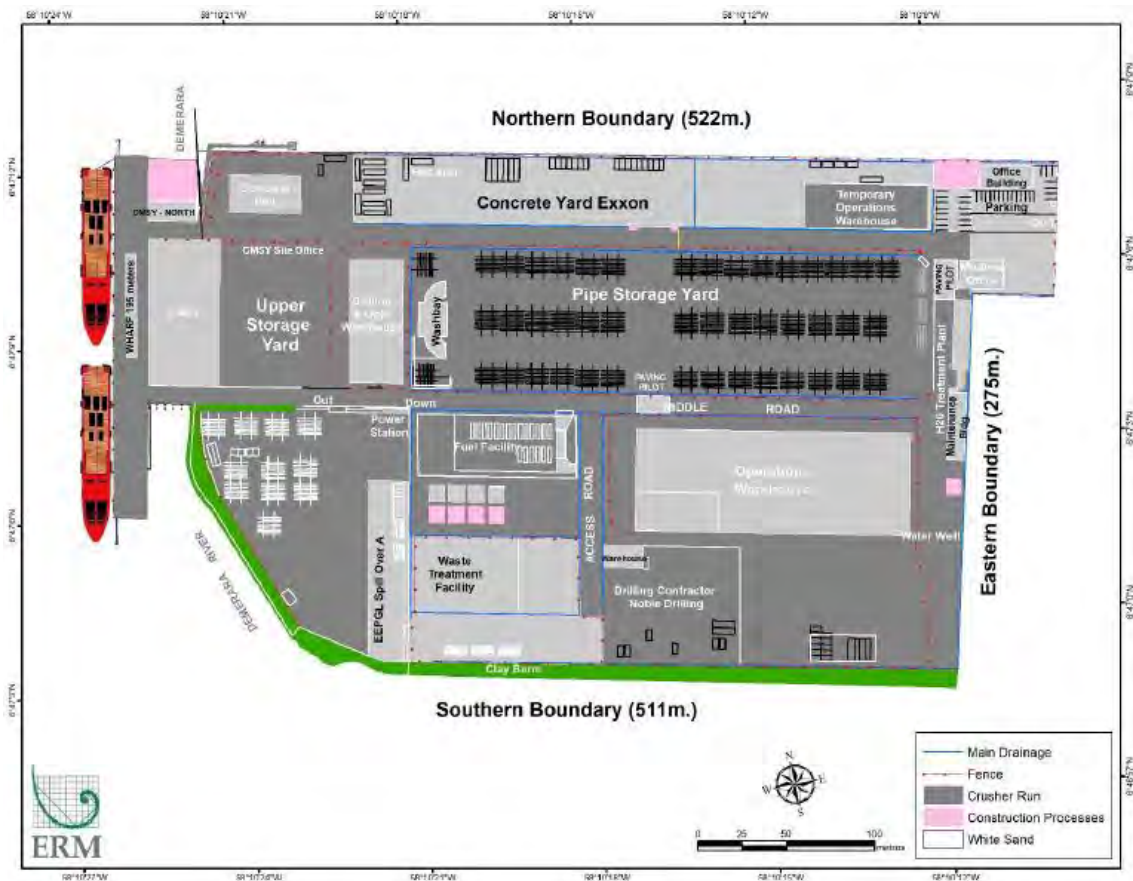
Cuadro 5.28. Localización GYSBI y John Fernandes Ltd. Fuente: Google Earth

Las instalaciones actualmente constituyen la principal base de operaciones de la compañía estadounidense ExxonMobil y por tanto la disponibilidad real se encuentra limitada a una posible coordinación o acuerdo entre ambas partes o a la espera de la finalización de sus trabajos o incorporación en etapas de nula o baja actividad en la misma. Destacar posibles potenciales ahorros económicos al compartir y coordinar recursos e instalaciones, a coste de aumentar la complejidad de las operaciones y las necesidades de una mayor y más precisa planificación de las operaciones.

Por tanto se trata de unas instalaciones diseñadas y adecuadas específicamente para la operación del sector del petróleo y gas en la región, adaptadas a los requerimientos de la industria y más importante aún con la experiencia necesaria para llevar a cabo este tipo de operaciones. Adicionalmente se prevé o están planificadas futuras operaciones de mejora o actualizaciones que aumentarán las capacidades, recursos e infraestructuras disponibles en la base. [73]



Cuadro 5.29. GYBSI Shorebase. Fuente: IDB Invest



Cuadro 5.30. Plano GYBSI. Fuente: IDB Invest

Resumiendo las previamente citadas características de la base logística, se pueden destacar: [70]

- Muelle de 185 metros (aprox.) con capacidad para el atraque independiente de dos buques.
- 40.000 m² de capacidad de almacenamiento cubierto.



- Amplias zonas de almacenamiento al aire libre con capacidad de almacenamiento de hasta 23.000 toneladas de tuberías y equipos de perforación (superior a 20.000 m²).
- Instalaciones y equipos adecuados para el manejo u operación de tuberías.
- Amplia zona para operación de materiales, carga y descarga de equipos, etc. (marshalling area) de en torno a 15.000 m².
- Disponibilidad de instalaciones para la gestión y almacenamiento de combustibles y agua (3.400.000 litros de combustible y 70 m³/h de capacidad).
- Disponibilidad de espacios e instalaciones para oficinas y otros servicios asociados.



Cuadro 5.31. Guyana Shorebase Inc. Fuente: DPI Guyana

De estas, en línea a la posibilidad de gestión compartida de instalaciones serán principalmente utilizadas y/o requeridas implica el uso de los siguientes espacios:

- Área de preparación y operaciones (marshalling area): 1.000 m²
- Área de almacenamiento al aire libre (storage yard): 4.000 m²
- Área de almacenamiento cubierta (warehouse): 500 m²
- Área de almacenamiento para materiales peligrosos/contaminantes: 100 m²

Estos espacios deberán estar adecuadamente preparados y disponibles para el inicio de planificado de las operaciones, para que una vez se avance en el desarrollo del proyecto las necesidades vayan disminuyendo y reduciéndose hasta únicamente dar cabida materiales restantes o en exceso, previo a su gestión y/o disposición final.

En este caso, debido a las características de la base, experiencia disponible, etc., será posible integrar en el contrato de la base logística otros aspectos como el suministro de personal, equipos de elevación y materiales de manipulación y gestión para las diferentes operaciones logísticas.

Entre el personal implicado en las operaciones se incluirán diferentes responsables y supervisores tanto de las operaciones como relativo a aspectos de HSE, y las cuadrillas necesarias para la operación tanto del muelle como de las zonas de almacenamiento y preparación de materiales. Estos trabajos habitualmente serán llevados a cabo en turnos de 12 horas, permitiendo la operación de la base durante las 24 horas diarias cuando sea necesario, respaldando los momentos de mayor actividad en la base.

En cuanto a los equipos necesarios, se requerirá la operación de diferentes equipos de elevación entre los que destacar una grúa de gran/media capacidad (200 t aprox.), diferentes carretillas elevadoras para su uso en el almacén y operaciones en la zona de almacenamiento de tuberías y camiones para el transporte de materiales. Deberá por tanto adaptarse los equipos disponibles a las necesidades de las operaciones, siendo estos debidamente adaptados ante posibles cambios o eventualidades. Adicionalmente se podrá contratar equipos especializados ad hoc o específicos para llevar a cabo operaciones puntuales.



Cuadro 5.32. Marshalling area (GYSBI): Fuente: GYSBI



Cuadro 5.33. Jetty (GYBSI). Fuente: GYSBI



Cuadro 5.34. Operación muelle GYSBI. Fuente: OilNow



Cuadro 5.35. Gestión de materiales GYSBI. Fuente: Muneshwers Ltd

5.4.2.3. Plataforma de perforación

Las características del proyecto, considerando la localización o emplazamiento del pozo exploratorio en aguas ultra profundas (> 1.500 metros de profundidad) requieren la participación de equipos con capacidad para operar a grandes profundidades, como es el caso de los buques de perforación o drillships.

Se trata de unidades de perforación con características propias de un buque tradicional, de esta forma en comparación con otros posibles tipos de plataformas cuentan con aspectos mejorados para la operación en aguas profundas. Disponen de una mayor o mejores condiciones de movilidad, con capacidades para operar en profundidades superiores a los miles de metros mediante sistemas de anclaje y/o de posicionamiento dinámico.

Consiste básicamente en grandes barcos con un completo sistema de perforación instalado a bordo. La perforación se efectúa mediante la apertura de un agujero en su casco denominado comúnmente moon pool a través del cual desciende la sarta y equipos de perforación.



Cuadro 5.36. Moon Pool. Fuente: JOIDES Resolution

El equipo de referencia a emplear a este respecto, como se ha anunciado previamente lo constituirá el buque Stena Carron, empleado en las labores de desarrollo del campo Liza por ExxonMobil. De esta forma se pretende aprovechar su conocimiento y experiencia de trabajo en la región, a la vez que es posible reducir costes operativos en términos de movilización y desmovilización de equipos.



Cuadro 5.37. Drillship Stena Carron. Fuente: Marine Traffic

Deberá atenderse en principio a las ventanas de disponibilidad del buque, en cuanto a su contratación en otros proyectos, necesidades de mantenimiento o reparaciones, etc.

5.4.2.4. Transporte marítimo

Base del desarrollo de un proyecto offshore, como es el caso del presente planteamiento en la costa de Guyana, en el océano Atlántico, resulta necesario diseñar y planificar un completo sistema de transporte o abastecimiento marítimo.

Así, se deberá llevar a cabo el suministro de materiales, equipos y otras necesidades como combustibles, lodos de perforación, etc., desde la base logística (GYSBI) al área de perforación, concretamente al buque de perforación o drillship a través del cual se plantea la ejecución de los trabajos. Con este motivo y de acuerdo a las dimensiones del proyecto se plantea el empleo de 2 buques de suministro para plataformas o PSV (Platform Supply Vessel), 2 buques para el manejo de anclas, remolque y suministro o AHTS (Anchor Handling Tug Supply) y un buque de suministro rápido o FSV (Fast Supply Vessel).

La disponibilidad de este tipo de equipos en la región es bastante limitada, debido en gran medida al escaso desarrollo y la relativamente incipiente industria del petróleo y gas en la región. Sin embargo existe la posibilidad de contratar este tipo de servicios en otros países y llevar a cabo su movilización a Guyana, y posterior desmovilización al país de origen. Esto se debe llevar a cabo de acuerdo a las normativas y legislaciones aplicables, y cumpliendo con los estándares de seguridad y medio ambiente necesarios.

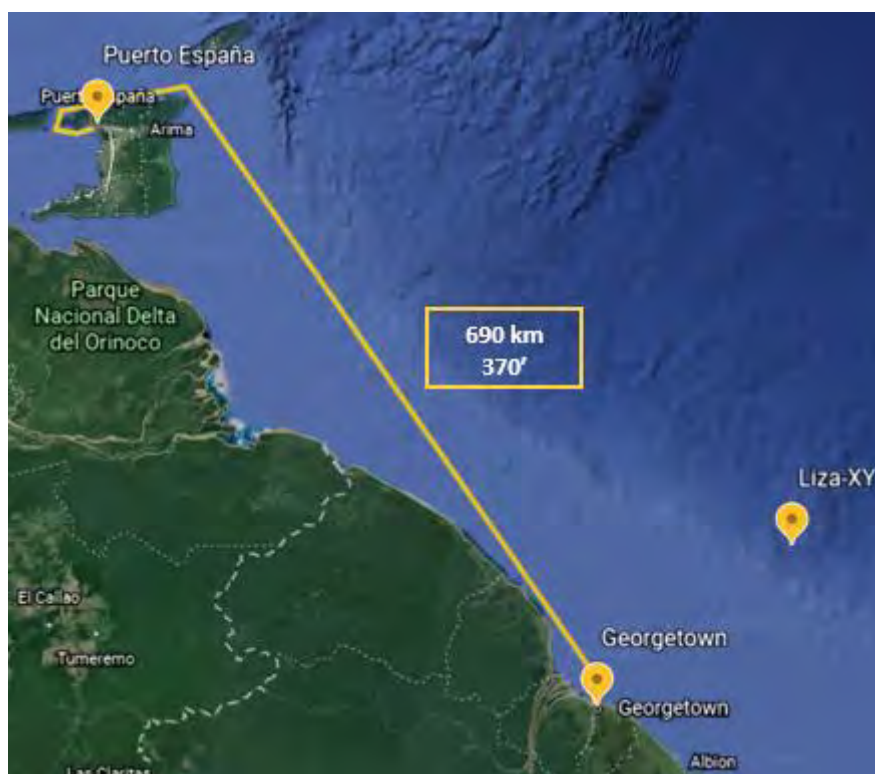
La contratación de este tipo de servicios habitualmente se lleva a cabo mediante diferentes procesos de licitación a través de los cuales se evalúan y auditan las ofertas recibidas por parte de diferentes empresas o compañías, y se lleva a cabo la selección de la opción más adecuada en cuanto a condiciones ofrecidas y requerimientos del proyecto.

En este sentido, es habitual acudir a otras posibles localizaciones en las que el sector del petróleo y gas cuenta con una mayor presencia y en el que poder encontrar una mayor oferta y disponibilidad de equipos especializados.



Analizando de forma general la región y posibles zonas o áreas interesantes, se identifica una elevada actividad y posibilidades en la vecina región caribeña formada por países como Trinidad y Tobago, Aruba o la propia Venezuela. De estos, Trinidad y Tobago y su capital Puerto España (Port of Spain) se considera como la principal alternativa para la contratación de los servicios marítimos requeridos (PSV, AHTS y FSV).

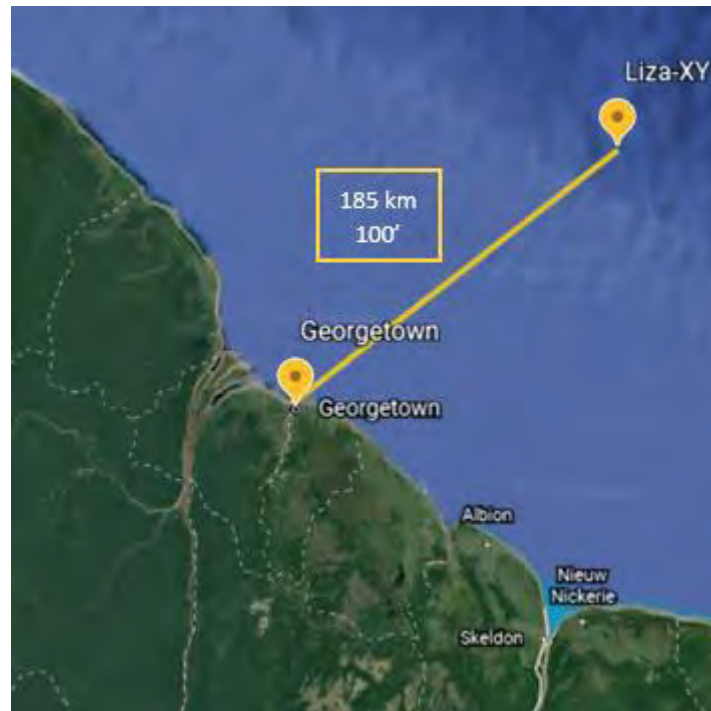
Así, en este caso se deberá valorar y planificar las operaciones, rutas y características de la movilización y desmovilización de los equipos, de forma aproximada Puerto España se sitúa a unos 690 km (370 millas náuticas) del puerto de operación, Georgetown. Considerando las características de este tipo de buques con velocidades máximas de en torno a 14-16 nudos y velocidades óptimas en cuanto a consumo de en torno a los 10-12 nudos para AHTS y PSVs, se requieren unas 37 horas de navegación (1,5 días de forma aproximada).



Cuadro 5.38. Movilización Port of Spain - Georgetown. Fuente: Google Earth

En cuanto al transporte marítimo entre la base logística (GYSBI) y el lugar de perforación de Liza-XY, la distancia estimada entre ambos se sitúa alrededor de los 185 km (100 millas náuticas), implicando unas 8-10 horas de tránsito entre un lugar y otro a las velocidades habituales de los buques de suministro de plataformas o PSVs.

Se trata por tanto de distancias y tiempos considerables que requerirán una adecuada planificación y gestión, con el objetivo de optimizar costes, posibilitar el desarrollo de unas operaciones fluidas y evitar las indeseadas paradas o interrupciones operativas. La alternativa de disponer de unidades duplicadas posibilita la coordinación de ambas embarcaciones y agilizar la entrega de suministros, a la vez que en principio se consigue asegurar la disponibilidad de al menos una de las dos embarcaciones en caso de avería o cualquier otro incidente.



Cuadro 5.39. Georgetown - Liza-XY. Fuente: Google Earth

Tabla 5.7. Velocidades y tiempos GYSBI - Liza-XY.

GYSBI (Georgetown) - Liza-XY	
Distancia	185 km 100 millas náuticas
Velocidad (nudos)	Tiempo (h)
2	50
4	25
6	17
8	13
10 - Eco	10
12 - Eco	8
14	7
16	6

PSV (Platform Supply Vessel):

Se contará con la operación de dos buques PSV, encargados de dar soporte a la plataforma o buque de perforación, así como de transportar todos los equipos y materiales necesarios desde la ubicación de la base en tierra al lugar de perforación y de vuelta una vez finalizadas las operaciones. La contratación de estos y la planificación de sus trabajos deberán llevarse a cabo de acuerdo al schedule o calendario de perforación.

Se trata por lo tanto de contratar los servicios de dos buques PSV destinados a cubrir estas necesidades. Deberán de establecerse unas características mínimas requeridas en cuanto a capacidad de carga, o área de cubierta, al igual que otros aspectos de seguridad y rendimiento a tener en cuenta de acuerdo a los estándares, guías o normativas propios de cada compañía.



En principio los requerimientos podrían sugerir la operación de un único buque PSV durante la totalidad del proyecto, mientras que el segundo, pudiendo también contar con unas capacidades ligeramente inferiores, podría ser contratado de forma exclusiva en las fases iniciales de perforación y finales de las mismas, como apoyo a los momentos de mayor necesidad. Sin embargo, pudiendo ser interesante valorar su mantenimiento y utilización en caso de contingencia.

Como buque de referencia se puede considerar el descrito en el punto 3.7.3.4. Transporte Marítimo, el PSV Edda Ferd.



Cuadro 5.40. PSV Edda Ferd. Fuente: REDCAI

AHTS (Anchor Handling Tug Supply):

Encargados de dar apoyo a las operaciones de movilización y desmovilización del buque de perforación, al igual que colaborar en su posicionamiento y manipulación y gestión de anclajes o sistemas de fondeo, se requerirá la operación de dos buques especializados AHTS.

Deberán establecerse unas necesidades mínimas en cuanto a capacidad de remolque, bollard pull (BP) o pruebas de tracción a punto fijo, así como capacidad de carga y tecnologías e instalaciones a bordo, como pueden ser sistemas de posicionamiento dinámico, grúas y equipos de carga, etc.

Igualmente deben adaptarse a las características del buque o plataforma de perforación, estableciéndose procedimientos y planes de actuación específicos entre ambas compañías en búsqueda de alcanzar la máxima eficiencia y seguridad en las operaciones.

A este respecto el buque MMA Centurion y sus características podrán ser consideradas como las del equipo AHTS de referencia.



Cuadro 5.41. AHTS MMA Centurion. Fuente: MMA Offshore

FSV (Fast Supply Vessel):

Debido a las importantes distancias entre la base y la localización del pozo se plantea la contratación de los servicios de un buque rápido de suministro o FSV, cuya operación se podrá considerar bajo demanda para necesidades específicas.

Este pretende agilizar la entrega de mercancías y/o equipos ante posibles incidencias o requerimientos no planificados, por tanto debe ser capaz de ofrecer unas mayores velocidades de operación en torno a los 18 nudos o similar, reduciendo de forma significativa los tiempos de tránsito necesarios. Sin embargo estos cuentan con capacidades de carga comparativamente inferiores a los de los PSV o AHTS.

Así, a modo de referencia se presenta el caso del FSV Mauric 530 con una capacidad de carga de hasta 340T y una velocidad de crucero de 20 nudos. Sus características generales se muestran a continuación:

Tabla 5.8. Características FSV Mauric 530. Fuente: [74]

Información general	
Tipo:	Fast Supply Vessel (FSV)
Eslora:	53,5 metros
Velocidad de crucero:	20 nudos
Velocidad máxima:	30 nudos
Capacidad de carga:	340 T
Capacidad de pasajeros:	53 pax.



Cuadro 5.42. FSV Mauric 530. Fuente: Mauric

De esta forma, con una velocidad máxima de 30 nudos y velocidades de crucero o económicas de 20 nudos, es posible cubrir la distancia entre la base logística y el lugar de las operaciones (100 millas náuticas) en tiempos de entre 5 y 3,3 horas.

Consignatario o agente marítimo:

En relación tanto a los trámites aduaneros, como normativos y relacionados con las administraciones locales, estos preferiblemente se considerarán dentro del contrato de los servicios logísticos ofrecidos por el proveedor de la base logística. Así, GYSBI será designado como el agente marítimo o consignatario de buques y embarcaciones del proyecto, ejerciendo de vínculo principal entre las embarcaciones y las diferentes autoridades marítimas.



Por su parte, no existen requisitos especiales para ingresar en las aguas comerciales de Guyana, por lo que a efectos legales las embarcaciones empleadas se encontrarán en constante tránsito entre la base logística y la localización de la plataforma o buque de perforación. Durante la ejecución de las operaciones, el agente marítimo se encargará de velar de forma estricta por el cumplimiento de las diferentes normativas y legislaciones vigentes aplicables.

Calendario o schedule de contratación:

Como se comentado previamente, en lo relativo al FSV o barco de suministro rápido, su contratación se llevará a cabo durante la totalidad de la duración del proyecto, siendo solo empleado en caso de emergencia operativa o requerimiento puntual.

Respecto a los PSV y AHTS, es posible detectar claros picos de trabajo durante el inicio y final de las operaciones, asociados a la movilización y desmovilización de materiales y equipos. En este sentido, durante estos será recomendable la operación por duplicado de los dos buques considerados. Sin embargo, en etapas intermedias será posible reducir las necesidades y con una adecuada planificación de los trabajos operar con uno solo de los buques.

Respecto a los PSV, se trata de proveer suministros, materiales y equipos de perforación a la plataforma a la vez que se lleva a cabo la gestión de residuos, materiales peligrosos y otros de vuelta a tierra, pudiendo estimarse los requerimientos de estos últimos en torno a un viaje semanal dedicado de forma exclusiva.

En cuanto a los AHTS, además de sus principales funciones en cuanto a labores de remolque y manejo de anclas durante el posicionamiento de la plataforma o drillship, se encuentran otras relacionadas con el suministro de cementos y fluidos de perforación. También se encargaran del suministro de tuberías y revestimientos de perforación durante las diferentes etapas de operación.

Servicio de limpieza de tanques y otros:

Los servicios de limpieza de tanques se llevarán a cabo de forma adicional en la base logística en conjunto con la contratación del resto de los servicios logísticos ofrecidos por GYSBI.

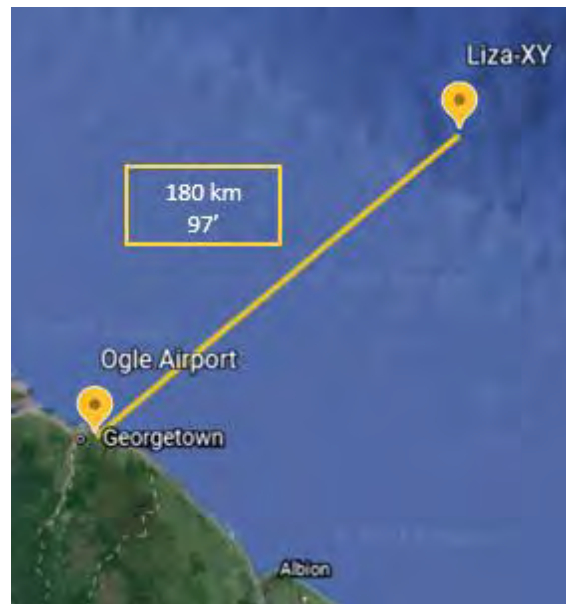
Estos se llevaran de acuerdo a las necesidades de fluidos de perforación y otros informados por los respectivos departamentos de perforación, siendo posiblemente predecible la no necesidad de utilizar la capacidad de depósitos de la flota en conjunto.

5.4.2.5. Transporte aéreo

A través de la contratación de servicios exclusivos de transporte aéreo, se deberán cubrir los requerimientos de transporte aéreo del proyecto. Estos de forma general consistirán en la provisión de dos aeronaves de ala rotativa y sus correspondientes equipos asociados para posibilitar la perfecta operación de los mismos.

Su principal función, la participación en los cambios o rotaciones de personal entre la plataforma y la base en tierra, de forma concreta localizadas en las instalaciones del aeropuerto de Ogle - Aeropuerto Internacional Eugene F. Correia (OGL).

La distancia entre el aeropuerto de Ogle y la localización de Liza-XY se sitúa en torno a los 180 kilómetros o 97 millas náuticas, lo que en condiciones normales supondrá una duración de vuelo de en torno a 45 minutos.



Cuadro 5.43. Ogle Airport - Liza-XY. Fuente: Google Earth

El cuanto a las instalaciones offshore, el buque de perforación de referencia, Stena Carron, cuenta con un completo helipuerto integrado capaz de posibilitar el la operación aérea en alta mar. Este, de acuerdo a las características ofrecidas por la compañía ha sido diseñado para la operación de aeronaves tipo Sikorsky S-92, EH-101 o similar. [75]

Se trata de un helipuerto octogonal de 26 metros de diámetro con todos los sistemas de seguridad necesarios para la operación de aeronaves de peso de hasta 12,8 toneladas dónde se llevará a cabo la carga y descarga de pasajeros, equipajes y materiales adicionales. [76]



Cuadro 5.44. Helipuerto Stena Carron. Fuente: Riviera Maritime Media

Las instalaciones a disponer en cuanto a la base de operaciones terrestre, deberán ofrecer soporte en lo relativo a hangares, espacios para el almacenamiento y protección de las aeronaves, instalaciones para llevar a cabo el mantenimiento e inspecciones necesarias, espacio para oficinas y áreas de gestión de pasajeros, equipajes, etc. Estos se podrán proporcionar mediante la contratación con empresas privadas del sector establecidas en la región y/o acuerdos con el propio aeropuerto de Ogle.



Helicóptero Sikorsky S-92:

De acuerdo al diseño del helipuerto, se plantea el empleo del helicóptero Sikorsky S-92 como aeronave de operación. El Sikorsky S-92 se trata de un helicóptero medianol bimotor y con rotor de cuatro palas, fabricado por la compañía estadounidense Sikorsky Aircraft para el mercado civil y militar. Operado por múltiples operadores con carácter gubernamental y civil cuenta con las siguientes características principales:

Tabla 5.9. Características Sikorsky S-92. Fuente: [77]

Información general	
Tripulación:	3 pax.
Capacidad:	19 pax.
Longitud:	17,1 metros
Diámetro (rotor principal):	17,17 metros
Altura:	4,71 metros
Anchura del fuselaje:	5,26 metros
Área circular:	246 m ²
Peso en vacío:	7.030 kg
Peso máximo al despegue:	12.020 kg
Equipo motriz:	2 x turboeje GE CT7-8A
Potencia:	2 x 1879 kW (2520 HP; 2555 CV)
Hélices:	Rotor principal y de cola de 4 palas
Rendimiento:	
Velocidad máxima operativa:	306 km/h (190 MPH; 165 kt)
Velocidad de crucero:	280 km/h (174 MPH; 151 kt)
Alcance:	999 km (539 nmi; 621 mi)
Altura máxima de vuelo:	4267 m (14.000 ft)
Carga del rotor:	48 kg/m ²
Potencia/peso:	0,39 W/kg



Cuadro 5.45. Sikorsky S-92. Fuente: Business Jet Traveler

Así, se llevará a cabo la contratación de los servicios de dos aeronaves S-92, funcionando una como equipo principal y la otra como equipo de respaldo o back-up, para las operaciones habituales de transporte aéreo además de operaciones adicionales como pueden ser evacuaciones médicas o MedEvac (Medical Evacuation), operaciones de salvamento y rescate o LSAR (Life, Search and Rescue), vigilancia en caso de derrame de hidrocarburos o similar.

La operación de dos helicópteros Sikorsky S-92 se llevará a cabo previa solicitud y su disponibilidad se establecerá 24/7, operando el principal como transporte regular entre la base terrestre y la plataforma y el secundario permanecer disponible en caso de cualquier incidencia, desde operaciones de evacuación médica a por avería o labores de mantenimiento del equipo principal. Debiendo estar estos equipos completamente equipados con todos los elementos necesarios de seguridad, radio, navegación, equipos de supervivencia, etc. de acuerdo a los estándares de seguridad y normativas aplicables.

La capacidad y rango del helicóptero Sikorsky S-92 permite cubrir perfectamente las distancias planteadas en el proyecto en cuestión, posibilitando el viaje de ida y vuelta sin necesidad de complejas y en ocasiones peligrosas operaciones de repostaje en alta mar. Así, el mantenimiento principal, repostaje y demás labores en las aeronaves se llevará en la base aérea establecida en el aeropuerto de Ogle.

Planificación de vuelos:

La forma en la que se lleve a cabo la planificación de los vuelos semanales en el proyecto implica una valoración continua de las necesidades de las operaciones, valorando y tratando de cuadrar de forma adecuada las rotaciones del personal, visitas, trabajos puntuales, etc. Se deberá llevar a cabo vuelos iniciales de prueba, y diferentes simulacros MedEvac con aterrizaje y despegue desde el helipuerto en alta mar. Igualmente se pueden identificar picos de trabajo asociados al inicio y fin de las operaciones y la movilización de todo el personal implicado. Sin embargo una vez se lleva a cabo el establecimiento de las operaciones son habituales planificaciones en torno a un vuelo diario o en el mejor de los casos reducir a 4-5 vuelos semanales. Esto se deberá valorar en detalle durante el transcurso de las operaciones.

Requisitos y aspectos de seguridad:

A través de las instalaciones disponibles en la establecida base aérea en el aeropuerto de Ogle, se deberán llevar a cabo y cumplir una serie de requisitos relativos al embarque de personal y seguridad en cuanto personal y pasajeros.

Se deberá llevar a cabo el registro e identificación de pasajeros, así como comprobaciones de documentación obligatoria y certificados requeridos, como pueden ser relativos a entrenamiento ante emergencias, habitualmente, BOSIET (Basic Offshore Security Induction and Emergency) o equivalente, certificados médicos de aptitud para el trabajo, visa de trabajo y/o cualquier otro requisito sanitario o similar.

Se llevará a cabo también la inspección y pesaje de equipajes, con como es habitual el establecimiento de pesos y volúmenes máximos por pasajero. Igualmente se llevará a cabo una pequeña charla o briefing de seguridad previo al despegue de todos los vuelos, en la que se destacarán los principales aspectos de seguridad.

Serán de aplicación todas las normativas vigentes respecto al transporte aéreo en la región al igual que procedimientos y estándares propios de la compañía y el contratista u operador aéreo.

5.4.2.6. Transporte terrestre

En lo relativo al transporte terrestre en el proyecto, este prácticamente se limitará a movimientos en el interior de la base logística y/o al traslado de materiales recibidos en la terminal comercial, desplazamientos de personal entre las distintas zonas de



operación, base logística, base aérea, alojamientos, etc., o el transporte implicado en la gestión de residuos.

En cualquier caso, serán de plena aplicación tantas las normativas y legislaciones vigentes, como cualquier otra política o código de HSE propio de la compañía.

5.4.2.7. Gestión de materiales, combustible y residuos

Gestión de inventarios:

Asociados al desarrollo del proyecto, se debe planificar y llevar a cabo una adecuada gestión de inventarios, como potencial fuente de ahorros y reducción de costes del proyecto. Mediante una adecuada gestión de inventarios y materiales en relación a los diferentes activos de la compañía resulta posible aprovechar los excedentes o materiales aptos de proyectos previos (tubería de perforación, revestimientos, cabezas de perforación, etc.).

Los avances informáticos en la gestión de este tipo de aspectos, ha posibilitado en gran medida llevar a cabo y optimizar estas cuestiones, logrando alcanzar importantes reducciones de costes y mejorar el rendimiento en términos generales del proyecto.

Gestión de combustible:

Habitualmente la compañía petrolera operadora del proyecto es la encargada de proporcionar el combustible, MGO (Marine Gas Oil) necesario para llevar a cabo el desarrollo de los trabajos. Esto implica el suministro a los diferentes buques PSV, AHTS, FSV y a la propia plataforma de perforación o drillship.

Se deberá llevar a cabo el análisis y valoración de las mejores alternativas disponibles para el suministro del mismo mediante la ejecución de las licitaciones y contratos necesarios. En este caso, atendiendo a la infraestructura disponible la opción a emplear implicará la movilización a través de buques o barcasas de combustible. En la propia base logística de GYSBI se dispone de la infraestructura necesaria para el almacenamiento, distribución, control y otros aspectos relativos a la gestión del combustible.

Se deberá llevar a cabo la estimación del consumo total durante las diferentes fases del proyecto, de acuerdo al consumo de embarcaciones, rutas y desplazamientos previstos, duración de las operaciones de perforación, etc. En definitiva una tarea compleja que implica la movilización de grandes volúmenes de hidrocarburos y muy importantes partidas económicas.

Agua y fluidos de perforación:

De nuevo a través del contrato de la base logística y las instalaciones de GYSBI, se llevará a cabo el suministro tanto del agua como de los fluidos de perforación necesarios para llevar a cabo los distintos trabajos de perforación.

La propia base cuenta con las instalaciones necesarias propias para el suministro de agua tanto para trabajos de perforación como para otros aspectos como limpieza de equipos, agua potable, etc.

Sin embargo en lo relativo a los fluidos o lodos de perforación se deberá trabajar en conjunto con los departamentos de perforación encargados en la contratación adicional de proveedores especializados capaces de cumplir con los requerimientos del proyecto

y garantizar la disponibilidad en cantidades y calidades adecuadas de estos materiales fundamentales. Implicará la disposición de toda una compleja infraestructura de silos, depósitos, bombas, válvulas y canalizaciones, para dar servicio al proyecto.

Transporte internacional - FFWD (Freight Forwarding):

Los servicios de transporte internacional y los requerimientos administrativos asociados en relación a importación/exportación y aduanas, de forma habitual se trata de simplificar las operaciones mediante la contratación de un equipo logístico externo encargado de la gestión de todo lo implicado en el suministro y transporte internacional.

Aspectos a considerar incluyen los servicios de transporte y suministro al proyecto por vías aéreas, por vía marítima (contenedores, equipos individuales, gráneles, mercancías peligrosas, etc.), transporte terrestre y los diferentes trámites aduaneros para la exportación e importación de mercancías. Así, el servicio deberá cumplir y ser de aplicación a todos los transportes y suministros planificados así como otros requisitos puntuales e inesperados que puedan surgir.

- Transporte terrestre: El principal alcance de este servicio incluirá el traslado de materiales entre las diferentes ubicaciones de producción y/o montaje, y el punto de movilización principal, normalmente situado en algún potente puerto marítimo comercial, para su posterior traslado hasta la base de operaciones en Guyana.
- Transporte aéreo: Transporte por medios aéreos de mercancías a Guyana si fuese necesario.
- Transporte marítimo: Principal línea de transporte y suministro de mercancías desde diferentes localizaciones internacionales a Guyana. Prioritariamente mediante contenedores, gráneles o cargas individuales a través de líneas regulares y si no es posible mediante fletes específicos.

Gestión de residuos:

Se deberá llevar a cabo el establecimiento de una estrategia de gestión de residuos de acuerdo a normativas y procedimientos tanto nacionales como propios de la compañía. Preferiblemente se tratará de localizar y contratar los servicios de un gestor local autorizado tanto para residuos convencionales como para otros de carácter contaminante o considerados peligrosos. La alternativa en caso de que esto no sea posible incluirá su exportación y tratamiento fuera del país.

La gestión de residuos en cualquier caso se centralizará e iniciará en la base logística, mediante su recepción después de ser generados en alta mar en la plataforma de perforación y traídos a tierra mediante la flota de buques anteriormente señalada.

Operaciones de elevación y almacenamiento:

Todas las operaciones, accesorios y herramientas de elevación, manipulación de equipos y materiales se incluirán dentro del contrato de servicios de la base logística. Las cantidades y requerimientos se evaluarán de acuerdo a la colaboración con los distintos departamentos encargados de las operaciones del proyecto.



5.4.2.8. *Certificación e inspecciones*

De acuerdo tanto a normativas y estándares propios de la compañía y legislaciones nacionales vigentes, se deberá llevar a cabo certificaciones, auditorias e inspecciones regulares de diversos aspectos del aparato logístico del proyecto, entre otros:

- Helicópteros y helipuerto: auditoria e inspección previa a la operación de los sistemas de seguridad, helicópteros, y pilotos utilizados en el proyecto, así como del helipuerto y/o pistas de aterrizaje.
- Buques: los buques empleados en el proyecto deben haber sido previamente inspeccionados, auditados y aprobados antes de su incorporación al proyecto.
- Vehículos y equipos de elevación: todos los vehículos utilizados tanto para el transporte de personal y materiales deberán cumplir con las normativas asociadas al transporte terrestre de acuerdo a estándares de HSE, etc. Igualmente deberán contar con un adecuado plan de mantenimiento. Respecto a los accesorios de elevación y manipulación de mercancías igualmente deberán estar adecuadamente certificados y revisados, sujetos a inspecciones periódicas.
- Combustible: deberá cumplir con los estándares y normativas vigentes, igualmente sujeto a inspecciones y análisis asociados a los distintas entregas realizadas.

5.4.2.9. *Desmovilización*

Una vez concluido el proyecto, deberá procederse a la desmovilización de los diferentes equipos contratados e implicados en el desarrollo del proyecto, así como materiales sobrantes y/o reutilizables.

De acuerdo a los diferentes escenarios posibles, el acuerdo de entrega más interesante para la compañía operadora del proyecto, en relación a su esfuerzo e implicación en los mismos, lo constituye el incoterm DAP (Delivery at Place). Siendo la base logística el lugar al que la compañía debe llevar los materiales o equipos para que el propio contratista o responsable de los mismos se encargue de la desmovilización de los mismos.

Esto a pesar de que puede llevar a costes superiores a otras alternativas, sin embargo se trata de la opción que menos esfuerzos, recursos o preocupaciones implica para la compañía.

5.4.2.10. *Sistema informático*

Se llevará a cabo la contratación y establecimiento de un sistema informático de carácter logístico a través del cual monitorizar, visualizar y gestionar aspectos clave del desarrollo del proyecto. Consistirá en la medida de lo posible de un software online, buscando una mejor accesibilidad al mismo, capaz de integrar las distintas actividades logísticas entre la base de suministros, la base área, los diferentes buques empleados y la plataforma en cuestión.

Entre otros el alcance del mismo deberá incluir:

- Módulo de carga para el control y gestión de todos los movimientos de inventarios, listas de materiales, equipos en tierra y en mar. Deberán poder visualizarse y controlarse manifiestos de carga, inventarios en tiempo real de materiales y equipos, así como sus ubicaciones o carga en embarcaciones.

- Módulo de personal para controlar y gestionar todos los movimientos aéreos de pasajeros. Manifiestos de viajes de entrada y salida y control del POB (People on Board) de la plataforma de perforación.
- Módulo marino para el control y visualización del estado real de la carga a bordo de los diferentes buques, tanto en relación a la cubierta como a los tanques y realizar la planificación de los mismos.
- Módulo de planificación para realizar la programación de las distintas actividades logísticas.
- Módulo de informes, para realizar el seguimiento del proyecto a través de indicadores como puede ser el caso de los KPI's.

5.4.3. KPIs

Los KPIs (Key Performance Indicator), también conocidos como indicadores clave de desempeño o medidores de desempeño, hacen referencia a una serie de métricas utilizadas para sintetizar la información sobre la eficacia y/o productividad de las operaciones de un proyecto con el fin de asesorar e influir en la toma de decisiones y determinar también cuales de ellas han sido más efectivas a la hora de cumplir con los objetivos marcados en un proceso o proyecto concreto.

En este sentido el objetivo último de un KPI es ayudar a tomar mejores decisiones respecto al estado actual de un proceso, proyecto o estrategia y poder definir así una línea de acción futura. Objetivo final



Cuadro 5.46. KPI. Fuente: Laketans

Se plantean a continuación de esta forma diferentes KPIs relativos al desempeño logístico del proyecto agrupados en cuanto al:

- Transporte aéreo,
- Transporte marítimo,
- Transporte terrestre,
- Gestión de la base logística,

5.4.3.1. KPIs transporte aéreo

Tabla 5.10. KPIs Transporte Aéreo.

Indicador	Descripción	Unidad	Meta	Objetivo final
Puntualidad	Tiempo de llegada del helicóptero menos respecto al tiempo estimado de acuerdo a lo planificado.	%	$0 \pm 10\%$	Optimización del tiempo de vuelo
Ocupación de helipuerto	Ocupación no planificada del helipuerto o zona de despegue	Minutos	$0 \pm 10\%$	Identificar las causas de los retrasos y motivos de esta ocupaciones no planificadas



Ocupación de vuelos	Ratio de ocupación de pasajeros en relación a la capacidad de la aeronave	%	75%	Optimizar la ocupación y reducir el número de vuelos
Tiempo de vuelo	Contrastación de los tiempos de vuelo realizados en comparación con lo facturado por el contratista	Ratio	1	Comprobar de la parte variable de la facturación del contratista
Coste de vuelo por pasajero	Coste de los vuelos realizados en relación al número de pasajeros transportados	\$/Pax	X USD/Pax	Optimizar el coste del servicio
Cumplimiento planificación	Número de vuelos realizados en relación al número de vuelos planificados	%	95%	Optimización del programa de vuelos

5.4.3.2. KPIs transporte marítimo

Tabla 5.11. KPIs Transporte Marítimo.

Indicador	Descripción	Unidad	Meta	Objetivo final
Cumplimiento planificación	Número de viajes realizados en relación al número total de viajes planificados	%	95%	Optimización del programa de viajes
Solicitudes tardías	Cumplimiento de solicitudes tardías de transporte (< 24 horas)	%	100%	Evaluar las causas de estas solicitudes
Disponibilidad de buques	Disponibilidad de los buques en comparación con el tiempo no operativos	%	95%	Reducir el tiempo no operativo de buques
Ratio de actividad de buques	Relación entre el tiempo en actividad del buque y su disponibilidad	%	80%	Optimizar el tiempo de actividad de los buques
Volumen transportado	Volumen de carga, peso y/o contenedores transportados al mes	T, m3, cont.	-	Medir el volumen de materiales transportado
Graneles transportados	Volumen total de graneles (combustible y agua) transportados	m3	-	Medir el volumen de graneles transportados
Utilización de cubierta	Porcentaje de capacidad de cubierta utilizado	%	85%	Optimizar la utilización de cubierta
Consumo de combustible	Consumo de MGO (Marine Gas Oil)	m3 - USD	X m3 - USD	Optimización de costes
Coste del m3 o tonelada transportada	Coste del m3 o tonelada transportada	USD/ (ton/m3)	X USD/ (ton/m3)	Optimización de costes

5.4.3.3. KPIs transporte terrestre

Tabla 5.12. KPIs Transporte terrestre.

Indicador	Descripción	Unidad	Meta	Objetivo final
Eficiencia transporte por carretera	Eficiencia del transporte de mercancías y equipos por carretera, medir tiempos e incidencias	%	100%	Comprobar la eficiencia del transporte y reducir retrasos
Cumplimiento planificación	Número de viajes realizados en relación al número total de viajes planificados	%	95%	Optimización del programa de viajes

Toneladas transportadas	Toneladas totales de materiales transportados como idea del volumen de actividad llevado a cabo	Tons	-	Medir el nivel de actividad
Kilómetros transportados	Kilómetros totales de transporte como idea del volumen de actividad llevado a cabo	Km	-	Medir el nivel de actividad
Coste total transporte terrestre	Coste mensual / por número de km de transporte por carretera y toneladas transportadas por mes	USD/Ton x Km	-	Optimización de costes

5.4.3.4. KPIs base logística

Tabla 5.13. KPIs Base Logística.

Indicador	Descripción	Unidad	Meta	Objetivo final
Ocupación contenedores	Ratio de utilización de los contenedores utilizados en el transporte	%	80%	Optimización uso contenedores
Entrega de materiales en tiempo	Materiales entregados a tiempo en relación al total de materiales solicitados	%	100%	Asegurar la entrega en tiempo de las solicitudes de materiales
Ocupación almacenamiento cielo abierto	Utilización área almacenamiento cielo abierto	%	-	Optimización uso espacio de almacenamiento
Ocupación almacenamiento cubierto	Utilización área almacenamiento cubierto	%	-	Optimización uso espacio de almacenamiento
Coste por m2	Coste total de la base de suministros en relación al área o espacio contratado	\$/m2	-	Optimización de costes
Devolución de herramientas en tiempo	Devolución de herramientas y equipos alquilados en tiempo, extra costes asociados al alquiler de equipos	\$	-	Optimización de costes

5.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El coste de las plataformas petrolíferas, los equipos de perforación y otros elementos asociados representan uno de los principales costes de capital en la exploración de hidrocarburos, pudiendo variar ampliamente desde alrededor de los 20 millones de dólares hasta en torno los mil millones de dólares. Así, la enorme inversión requerida en las operaciones de perforación es uno de los principales motivos por los que habitualmente se prefiere dedicar importantes cantidades de tiempo y dinero a realizar extensos estudios geofísicos y/o sísmicos para determinar con la mayor certeza posible la presencia de hidrocarburos y valorar las reservas probadas y probables disponibles para su recuperación previo a la perforación. [78]

En la exploración terrestre, las operaciones de perforación aunque representan uno de los principales costes, comparten protagonismo con los costes de establecimiento y desarrollo de infraestructuras, carreteras, agua y electricidad. Sin embargo, en alta mar, el mayor coste y complejidad de las operaciones de perforación justifican que estas alcancen en ocasiones hasta el 90% de la inversión total.



Así, alguno de los principales aspectos a señalar en relación a las operaciones de perforación y exploración de hidrocarburos:

- El coste de perforación varía ampliamente en función de las características del proyecto y la localización del mismo, si este se lleva a cabo en alta mar o en tierra.
- El coste de los equipos a menudo representan uno de los componentes principales en el desarrollo de un proyecto de perforación.
- Las operaciones con plataformas marinas pueden llegar a costar en torno a 15 o 20 veces más que las ejecutadas con torres de perforación terrestres.
- Los costes de operación y equipos también dependen de la profundidad a perforar, de forma general costará más perforar pozos más profundos.

El coste de las torres de perforación terrestre se sitúa de forma general en torno a los 18 o 20 millones de dólares, aumentando hasta los 25 millones en casos concretos, pero si los requerimientos implican equipos o características muy específicas, estas podrían llegar a doblar fácilmente estas cantidades. [78]

El coste habitual de las plataformas de perforación offshore puede situarse en torno a 15 o 20 veces superior al coste medio de las plataformas terrestres. Así, las plataformas offshore más pequeñas pueden llegar a los 200 millones de dólares, mientras que las grandes plataformas de perforación en alta mar pueden alcanzar hasta los 650 millones de dólares. [78]

El coste de estos equipos varia en gran medida en cuanto a factores como las profundidades a las que son capaces de perforar, o en el caso de los equipos offshore, la profundidad de agua a la están diseñados para operar. Habitualmente, salvo casos de complejidad importante, las operaciones de perforación más profundas implicarán mayores costes.

La imposibilidad o lo inadecuado de llevar a cabo este tipo de inversiones, lleva a la contratación y/o alquiler de este tipo de equipos e instalaciones. Así, las tarifas diarias (day rates) representan los costes diarios de alquiler de una plataforma de perforación. A través del pago de esta cantidad previamente determinada por los servicios y equipos, el contratista de perforación, proporciona los equipos y personal necesarios, así como otros gastos imprevistos para llevar a cabo las operaciones de perforación acordadas. Las tarifas diarias son típicamente fijas por contrato, por lo que podrá calcularse dividiendo el valor total del contrato entre el número de días previstos para completar el proyecto. Dentro del ámbito offshore, este tipo de tarifas diarias pueden alcanzar en función del proyecto valores de hasta 200.000 dólares diarios. [78]

Las operaciones de perforación constituyen una actividad de elevada complejidad y con un marcado carácter multidisciplinar. Tanto para la búsqueda o exploración de hidrocarburos como para la producción de petróleo y gas, estas están sujetas a diferentes fuentes de variabilidad. Aunque la física de la perforación es la misma en todo el mundo, existen numerosos factores que pueden influir de distinta forma en los costes y rendimiento de las operaciones. Los costes de perforación pueden representar hasta el 40% de todos los costes de exploración y desarrollo de un campo petrolífero. Estos dependerán en gran medida de la ubicación y profundidad del pozo. Sin embargo, también serán determinantes aspectos como la experiencia y habilidades en la realización de los trabajos, experiencia del operador, de los contratistas y de proveedores de servicios, condiciones geológicas, disponibilidad de equipos y

plataformas o torres de perforación y sus rendimientos, diseño de revestimientos, cementación, ubicación en alta mar o en tierra, y muchos otros factores. Otro aspecto clave lo constituye el mercado y/o entorno económico (oferta-demanda), de acuerdo a los cuales los costes pueden variar de forma significativa. [79]

Aunque la estimación de costes es una parte esencial en la planificación de un proyecto, a menudo es muy difícil de obtener con un grado de certeza o fiabilidad adecuado.

De forma general, los costes de perforación se pueden definir como los gastos incurridos directamente por el perforador, tales como equipo, mano de obra, materiales, consumibles, impuestos, gastos administrativos, etc. Así, por definición consisten en todos los recursos necesarios para llevar a cabo la perforación de un pozo bien con fines exploratorios o de producción de hidrocarburos.

Los costes de perforación incluyen por tanto, costes de capital, costes fijos y variables. Los primeros incluyen las inversiones en planificación, preparación, construcción, compra de hardware, etc. Los costes fijos se clasifican de forma general en dependientes e independientes del pozo. Dentro de los costes fijos dependientes se encuentran elementos como el revestimiento, las cabezas de perforación y su movilización/desmovilización. Mientras que en los independientes se incluyen costes administrativos, servicios de oficina, seguros, apoyo legal, gastos asociados al mantenimiento y almacenamiento de equipos, etc. Los costes variables se clasifican igualmente en dependientes del tiempo, como la tarifa diaria de la plataforma de perforación, los cargos por herramientas, alquileres, combustible o energía eléctrica, y en independientes del tiempo, como la cementación de revestimientos, materiales consumibles y otros servicios.

Independientemente del proyecto, de forma general los costes también se asociaran a uno de los siguientes grupos:

- Costes de plataforma o torre de perforación:

Los costes de la plataforma se refieren al coste de contratar la plataforma de perforación y sus equipos asociados. Estos pueden llegar a representar hasta el 70% del coste del pozo, especialmente en el caso de plataformas semi sumergible o barcos de perforación. El coste de la plataforma depende completamente de la tarifa diaria acordada.

Así, el coste de la plataforma dependerá de:

- Tipo de plataforma
- Días en el pozo
- Movilización y desmovilización de la plataforma y equipos
- Condiciones del mercado
- Duración del contrato
- Supervisión y cargos adicionales de la plataforma

- Costes tangibles

Los costes tangibles se refieren a los productos utilizados en la ejecución del pozo. Entre estos se incluyen:

- Revestimiento
- Tuberías de perforación



- Accesorios
- Cabezas de perforación
- Trabajos de cementación
- Lodos de perforación
- Combustibles y lubricantes
- Consumibles
- Otros materiales y suministros

Debe considerarse el coste de cada elemento de forma individual.

- Costes intangibles:

Los costes intangibles de perforación se definen como los gastos incurridos durante la exploración de las reservas de hidrocarburos pero que no forman parte del pozo final. Incluyen entre otros trabajos de inspección, preparación del sitio, limpieza del terreno, etc.

- Costes de servicio

Los costes de servicio se refieren a los gastos asociados con cualquier servicio requerido en el pozo. Los costes de servicio incluyen entre otros:

- Telecomunicaciones
- Posicionamiento de la plataforma
- Mediciones durante la perforación
- Equipos de control de sólidos
- Ingeniería de lodos
- Ingeniería direccional
- Topografía
- Cementación
- Servicios de revestimiento, etc.

Uno de los elementos fundamentales del proyecto lo constituye el denominado AFE (Authorization for Expenditures) o autorización para gastos. Se trata de un documento presupuestario, por lo general redactado por el operador, en el cual se lleva a cabo una estimación detallada de los gastos de perforación de un pozo a una profundidad específica, el punto de revestimiento u objetivo geológico y si se completa o se abandona el pozo. Estos gastos podrán incluir la excavación o preparación del yacimiento, la tasa diaria de alquiler del equipo de perforación, costos de combustible y columna de perforación, brocas, revestimiento, cemento y registros, extracción de núcleos o muestras y diferentes pruebas a llevar a cabo en el pozo, entre otros. Esta estimación de gastos se presenta a los socios para su aprobación antes de comenzar la perforación o las operaciones subsiguientes. [80]

De esta forma, a nivel de costes, la logística tiende a situarse en torno al 10 o 15% del CAPEX y alrededor del 20% del OPEX, partidas muy relevantes en el conjunto del proyecto. [38]

A continuación se presenta a modo de ejemplo, con carácter bastante limitado y resumido, la autorización para gastos o AFE de la ejecución de un pozo exploratorio offshore en el Golfo de México. [79]

Tabla 5.14. Ejemplo AFE Pozo Golfo de México. Fuente: [79]

							AFE No.:	
							Original#:	
Lease:				Well No.:			Supplement#:	
Field:				Country: Offshore			State: Louisiana	
Proposal TD:				Objective:				
Legal Location:							Budget period:	
Code		DHC to drill well to 24,000' md/tvd				Dry Hole Cost (BCP)	Completion Cost (ACP)	Total
BCP	ACP							
Estimated Intangible Drilling Cost								
		Surveys and permits				\$0		\$0
		Surface Damages						
		Location				\$0		\$0
		Location clean up	Rate	Days	Days			\$0
		Rig move (mob & demob.)				\$0		\$0
		Drilling Cost - Turnkey						
		Drillin Cost - Day work	\$219.000	45		\$9,855,000		\$9,855,000
		Fuel / water / (Rig / Boat)	\$19.100	45		\$859,500		\$859,500
		Transportation (Boats / Air / Trucking)				\$1,966,800		\$1,966,800
		Rental tools (Equipment / Rental Repair)				\$360,550		\$360,550
		Bits				\$226,880		\$226,880
		Drilling mud / chemicals / mud engineer				\$2,742,050		\$2,742,050
		Mud and sample logging				\$201,150		\$201,150
		Dir. Drilling services / tools / motors / surveys				\$511,815		\$511,815
		MWD / LWD / PWD				\$447,000		\$447,000
		Cement and cementing services				\$668,500		\$668,500
		Casing crews and tools				\$450,000		\$450,000
		Fishing operations				\$50,000		\$50,000
		Logging - open hole				\$0		\$0
		Completion rig cost				\$0		\$0
		Perforating, case hole logging TCP, CBL				\$0		\$0
		Acidizing and fracturing (frac pack)				\$0		\$0
		Sand Control GP				\$0		\$0
		Testing, BHP surveys, etc.				\$0		\$0
		Completion fluid and filtering				\$0		\$0
		Contract Labour				\$1,500		\$1,500
		Rig supervisor + drilling eng. + opers. / geol.				\$268,200		\$268,200
		Dock / dispatcher / communication / catering				\$248,085		\$248,085
		P&A / T&A				\$0		\$0
		Pipe inspection				\$130,000		\$130,000
		Overhead				\$547,870		\$547,870
		Insurance / Taxes				\$0		\$0
		Misc. (disposal / boat cleaning / ROV others)				\$892,950		\$892,950
		Contingencies				\$561,567		\$561,567
		Total Intangibles				\$20,989,398	\$0	\$20,989,398
Estimated Tangible Drilling Cost								
		Drive pipe	369	36	\$200.00	\$73,730		\$73,730
		Conductor	3,545	20	\$71.40	\$253,120		\$253,120
		Surface casing	3,030	16	\$71.00	\$215,130		\$215,130
		Intermediate casing	10,353	13 5/8	\$60.41	\$625,395		\$625,395
		Drilling liner	0	9 5/8	\$36.56	\$0		\$0
		Production liner					\$0	\$0
		Production casing						
		Production tubing					\$0	\$0



La logística detrás de la industria de O&G: análisis de un caso práctico

	Casing equipment / service / contingencies	\$120,000		\$120,000
	Wellhead Equipment / MLS Equipment	\$660,000		\$660,000
	Subsurface production equip. (Packers & SCSSV & GP)			\$0
	Pumping unit and installation			\$0
	Rods and downhole pump			\$0
	Tank Batteries			\$0
	Separators, heaters, dehydrators, etc.			\$0
	Flow lines, fittings and connections			\$0
	Caisson and / or protective structure			\$0
	Labour - Production equipment			\$0
	Contingencies	\$0	\$2,000	\$2,000
	Total Tangibles	\$1,949,375	\$0	\$1,949,375
	Total Drilling and Completion Costs	\$22,938,773		\$22,938,773
	Percent Working Interest	100.00%	100.00%	100.00%
	Total Working Interest Well Cost	\$22,938,773		\$22,938,773
Approved:				

En el AFE a través de la participación de los diferentes departamentos que integran el proyecto se desarrollan detalladamente todos los aspectos necesarios a valorar económicamente.

Debido a la dificultad para acceder a este tipo de información y la falta de datos concretos en el caso presentado, no es posible valorar de forma global la participación logística en conjunto. Sin embargo se puede observar los datos relativos al transporte, tanto marítimo, como aéreo y terrestre cifrándose en torno a \$ 1,966,800 (un 9% del total) y el suministro de combustible y agua del proyecto, \$ 859,500 (un 4% del total). Permitiendo hacer una pequeña idea implicaciones logísticas en términos económicos de este tipo de proyectos.

Adicionalmente se lleva una pequeña valoración de los principales costes logísticos implicados en el proyecto:

Transporte marítimo: [81]

Tabla 5.15. Costes estimados transporte marítimo. Fuente: [81]

Platform Supply Vessel (PSV)				
Description	Small to Mid		Mid to Large	Estimated (45 days)
Daily Hire Rate (US\$)	23.500 / 25.000		27.500 / 32.000	1.057.500 / 1.440.000
Anchor Handling Tug Supply Vessel (AHTSV)				
Description	Small	Medium	Large	Estimated (45 days)
Daily Hire Rate (US\$)	10.800 / 12.850	13.500 / 15.000	18.000 / 22.500	578.250 / 675.000 / 1.012.500
Fast Supply Vessel (FSV)				
Description	FSV			Estimated (45 days)
Daily Hire Rate (US\$)	7.250 / 8.000			326.250 / 360.000

Total estimated (sea transport):		
2x PSV (Medium & Small)	1.057.500 \$ + 1.237.500 \$	2.295.000 \$
2x AHTV (Medium & Small)	486.000 \$ + 607.500 \$	1.093.500 \$
1x FSV	326.250 \$	326.250 \$
TOTAL	3.714.750 \$	

Transporte aéreo: [82]

Tabla 5.16. Costes estimados transporte marítimo. Fuente: [82]

Air transport:		
Description	Helicopter	Estimated (45 days)
Daily Hire Rate (US\$)	9.000 / 10.500	405.000 / 472.500

Total estimated (air transport):		
1 x Helicopter	450.000 \$	450.000 \$
1 x Helicopter (Back-up)	450.000 \$	450.000 \$
TOTAL	900.000 \$	

Base logística: [83]

Tabla 5.17. Costes estimados base logística. Fuente: [83]

Logistic base services:		
Description	Shorebase	Estimated (45 days)
Daily Hire Rate (US\$)	70.000 \$	3.150.000 \$
TOTAL	3.150.000 \$	

Agua y combustible: [79]

Tabla 5.18. Costes estimados agua y combustible. Fuente: [79]

Water & Fuel		
Description	-	Estimated (45 days)
Cost (US\$)	800.000 \$	800.000 \$
TOTAL	800.000 \$	

La dificultad de encontrar valores precisos acerca de datos costes, tarifas y las implicaciones de las mismas hace que estos datos ofrecidos sean meramente aproximados. La disponibilidad de recursos, así como la relación oferta-demanda y otros requisitos concretos del proyecto determinarán la valoración real de la parte logística del proyecto. En definitiva, una parte económicamente muy importante de proyectos que en conjunto pueden llegar a superar los 200 millones de dólares. [84]



6. CONCLUSIONES

La industria del petróleo y gas natural constituye uno de los principales motores de la sociedad actual. Mediante la producción, tratamiento y distribución de hidrocarburos en los diferentes sectores que constituyen esta industria (upstream, midstream y downstream), se encarga de suministrar diferentes productos presentes en múltiples aspectos de nuestro día a día. Desde plásticos y cosméticos a los combustibles empleados en automoción o en la generación energética, tienen su origen en esta compleja industria capaz de influir de forma decisiva en el desarrollo de países o regiones dónde se localice este valioso recurso.

Situado en la base, soportando el conjunto del sistema y el funcionamiento del mismo, el sector upstream comprende de forma general las operaciones de exploración, perforación y extracción o producción de hidrocarburos. Conocido de forma habitual como E&P (Exploración & Producción) involucra la ejecución de grandes proyectos exploratorios y de producción de hidrocarburos intensivos tanto en el empleo de recursos como a nivel de inversiones y requerimientos económicos.

Pudiendo ser localizados en diferentes ubicaciones, tanto en tierra (onshore) como en alta mar (offshore) los proyectos exploratorios o de producción de petróleo y/o gas natural, centran su ejecución alrededor de la perforación de uno o varios pozos petrolíferos. Involucran toda una serie de complejas operaciones y equipos, desarrollados a lo largo de este documento, cuya planificación, control y coordinación determinan el rendimiento de las actividades o trabajos proyectados.

Dentro de este ámbito, la logística se encarga de dar servicio a los proyectos y suministrar todos los materiales, equipos y necesidades de los mismos. Este apartado debe cubrir aspectos fundamentales para el desarrollo del proyecto como el suministro de combustibles y otros fluidos necesarios para las operaciones, revestimientos, tuberías y diferentes equipos asociados a las labores de perforación, así como suministros de carácter básico y el personal necesario para llevar a cabo los trabajos.

Los caprichos o particularidades de la naturaleza en la distribución de los distintos recursos naturales, con frecuencia sitúan las acumulaciones de hidrocarburos en localizaciones remotas y de difícil acceso, constituyendo estos importantes desafíos que superar. Atendiendo a las características particulares del proyecto, se llevará a cabo el diseño de la estrategia y/o plan logístico del mismo, de acuerdo al cual se plantea el suministro y abastecimiento de los diferentes requerimientos del proyecto. En este se detallará la planificación y operaciones previstas, la preparación de accesos y en caso necesario el desarrollo de las infraestructuras necesarias en conjunto de los distintos medios de transporte implicados, tanto marítimos, como aéreos y terrestres.

Partiendo de las características del proyecto, la evaluación de infraestructuras y recursos logísticos de la región representa una de las primeras actividades a desarrollar por el equipo logístico. Las conclusiones obtenidas en este proceso determinarán en gran medida la forma y las facilidades con la que posteriormente se desarrollará el proyecto.

Así, la disponibilidad y desarrollo de instalaciones portuarias, aeropuertos y helipuertos, red de carreteras, suministro de agua, combustible, energía eléctrica y otros servicios como pueden ser centros hospitalarios/sanitarios, seguridad o gestión de residuos, son algunos de los aspectos a evaluar y que justificarán la adopción de distintas soluciones

operativas. Igualmente influirá de forma decisiva en los costes operativos del proyecto, colaborando a en una importante medida al total de los mismos.

Sin embargo, independientemente de los resultados de la evaluación de recursos e infraestructuras logísticas de una región en concreto, en algunos casos la relevancia o potencial de los recursos disponibles en el subsuelo, justificará la inversión en el desarrollo de las infraestructuras locales, o por el contrario la ejecución de operaciones más complejas, distantes y en general más intensivas en cuanto al consumo de recursos y costes. Este tipo de decisiones deberán valorarse de forma detallada y concreta, evaluando otros aspectos como la seguridad de las operaciones, criterios medioambientales y normativos entre otros.

En cuanto al desarrollo del plan logístico, se trata de un documento en el cual se detallará la estrategia operativa para ejecutar las distintas operaciones logísticas en relación al proyecto. En la redacción de este plan debe considerarse el alcance y dimensiones del proyecto en cuestión, resultando interesante la participación e implicación de representantes de diferentes áreas de conocimiento como pueden ser tanto aviación, transporte marítimo y terrestre, como perforación, responsables de lodos de perforación, etc.

Centralizadas de forma general en una base logística o base de suministros, se llevarán a cabo diferentes operaciones de abastecimiento y servicio a la zona de ejecución del proyecto. Haciendo uso tanto medios marítimos, como terrestres y aéreos, debiendo adaptarse estos a las necesidades y características particulares del proyecto (distancias de transporte, volúmenes, dimensiones y pesos de las cargas a transportar, u otros aspectos como la peligrosidad o consideraciones de seguridad relativas a las mismas).

Debido a la relevancia y las importantes necesidades de personal en el proyecto, pudiendo superar ampliamente el centenar de trabajadores, el establecimiento de un sistema de transporte de personal adecuado, eficiente y seguro es necesario. Una alternativa frecuentemente empleada se encuentra en el transporte aéreo de personal, especialmente en operaciones en alta mar, dónde puede llegar a constituir la única opción disponible.

Se trata en cualquier caso de operaciones en las que, debido a sus características, existen unos ciertos riesgos inherentes, que deberán ser adecuadamente evaluados e identificados, proponiendo e implantando toda una serie de medidas y acciones de mitigación que traten de reducir sus efectos al mínimo posible. Siguiendo esta línea, resulta habitual el desarrollo y cumplimiento de toda una serie de políticas, planes y estándares de HSE (Health, Safety & Environment) que se encarguen de velar por el cumplimiento de las medidas establecidas, en cuanto a la seguridad de las operaciones y protección del medio ambiente.

Así, además del suministro y transporte de materiales, equipos y personal, el apartado logístico deberá ser capaz de cubrir otro tipo de servicios asociados y de vital importancia como puede ser el cumplimiento de los trámites administrativos y aduaneros necesarios para las actividades de importación y/o exportación, o el establecimiento de planes de respuesta ante emergencias. Estas últimas comprendiendo desde evacuaciones médicas o MedEvac, a la actuación en caso de derrames, accidentes, incendios, etc.



Involucrando la contratación de un amplio abanico de servicios equipos y personal, la logística representa una importante partida dentro de los costes operativos del proyecto, justificando la necesidad de realizar un exhaustivo control de costes y la optimización de los mismos. Una adecuada planificación, control y ejecución de las operaciones logísticas, ayudará a alcanzar una reducción significativa de costes y en definitiva aumentar el rendimiento del proyecto.

A este respecto están colaborando de forma decisiva el desarrollo de sistemas informáticos y aplicaciones o softwares logísticos encargados de la fácil, rápida e intuitiva comunicación entre los distintos equipos o disciplinas involucradas en las operaciones logísticas. La transmisión de información y datos de forma fluida y accesible desde diferentes ubicaciones, posibilita un incremento del control y conocimiento del estado de los diferentes procesos en tiempo real, permitiendo un mayor rango de acción en cuanto a la toma de decisiones y la mejora de los resultados obtenidos.

Finalmente se plantean los siguientes puntos clave en cuanto al desarrollo logístico de un proyecto de exploración y/o producción de hidrocarburos:

- El apartado logístico de un proyecto de este tipo debe integrarse desde las etapas iniciales en la concepción y planteamiento del proyecto.
- El carácter multidisciplinar de las operaciones implicadas requiere un detallado conocimiento de las mismas, así como de los requerimientos y características del proyecto para poder satisfacer sus necesidades.
- La colaboración y coordinación entre los diferentes departamentos involucrados resulta fundamental de acuerdo a alcanzar el éxito operativo.
- La localización del proyecto, así como las infraestructuras y recursos logísticos disponibles en la región determinarán la forma en la que se llevará la ejecución del mismo.
- El plan o estrategia logística describe la forma en la que se plantea la realización de las diferentes operaciones de suministro y servicio al proyecto, constituyendo la base en la ejecución del mismo.
- La logística como disciplina fundamental en el desarrollo de las operaciones planificadas en el proyecto, a través del suministro de materiales, equipos, personal y servicios, es responsable en gran medida del correcto desempeño de los trabajos, así como de posibles retrasos y/o interrupciones.
- A través de una correcta planificación, control y ejecución logística, es posible alcanzar niveles de rendimiento elevados, permitiendo el correcto desarrollo del proyecto y aumentando la eficiencia de los trabajos.
- La coordinación de los diferentes medios disponibles tanto aéreos, como marítimos y de transporte terrestre, en conjunto con la gestión de la base logística y el transporte internacional o FFWD (Freight Forwarding) son algunos de los principales aspectos a considerar.
- El desarrollo del proyecto está sujeto a imprevistos o eventualidades, que requieren atención detallada y soluciones particulares, así el planteamiento logístico debe ser capaz de adaptarse, y cubrir estas situaciones de forma eficaz.
- El apartado informático, está cobrando cada vez una mayor importancia, a través de aplicaciones o software específicamente desarrollados para el ámbito logístico, encargados de facilitar la gestión, control, visualización de datos y estado de las operaciones.

- La importante participación del apartado logístico en los costes operativos del proyecto, justifica los esfuerzos implicados en el control de los mismos, su reducción y constante búsqueda de optimización.

En definitiva, dentro de la complejidad de los proyectos exploratorios y de producción de hidrocarburos, la logística constituye una disciplina fundamental capaz de determinar el éxito en el desarrollo de las operaciones implicadas y los resultados obtenidos.



7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Revista Técnica de Medio Ambiente, RETEMA (15 de noviembre de 2019). *Sustituir los combustibles fósiles por las energías renovables nos llevará varias generaciones*. Recuperado de: <https://www.retema.es/noticia/sustituir-los-combustibles-fosiles-por-las-energias-renovables-nos-lleva-varias-gen-jlrsi>
- [2] La Vanguardia (8 de octubre de 2019). *Petróleo: El poder del oro negro*. Recuperado de: <https://www.lavanguardia.com/vida/junior-report/20191004/47798443796/petroleo-poder-economia-politica-mundial.html>
- [3] ACP (8 de febrero de 2018). *¿Para qué Sirve el Petróleo? Los 6 Usos Más Comunes*. Recuperado de: <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/en-los-medios/886-para-que-sirve-el-petroleo-los-6-usos-mas-comunes>
- [4] Foro Nuclear (s.f.). *¿Qué es el gas natural y qué usos tiene?* Recuperado de: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-el-gas-natural-y-que-usos-tiene/>
- [5] Wikipedia (s.f.). *Petróleo*. Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>
- [6] Wikipedia (s.f.). *Gas natural*. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural
- [7] Oil and gas IQ (5 de enero de 2019). *Introduction to Oil and Gas Industry*. Recuperado de: <https://www.oilandgasiq.com/strategy-management-and-information/articles/oil-gas-industry-an-introduction>
- [8] Arveng Training & Engineering (13 de octubre de 2017). *El sector del gas y petróleo*. Recuperado de: <https://arvengtraining.com/el-sector-de-gas-y-petroleo/>
- [9] Deloitte (s.f.). *2021 oil and gas industry outlook. Exploring oil and gas trends and impact of COVID-19*. Recuperado de: <https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-industry-outlook.html>
- [10] Clara Fernández-Bolaños Badía (s.f.). *Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro*. Recuperado de: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823/fichero/1.2+Panor%C3%A1mica+Energ%C3%A9tica+Mundial.pdf>
- [11] Instituto Europeo de Posgrado (s.f.). *Ventajas y desventajas del sector logístico*. Recuperado de: <https://www.iep.edu.es/ventajas-y-desventajas-del-sector-logistico/>
- [12] Andrés Sevilla Arias (29 de mayo de 2012). *Logística*. Recuperado de: <https://economipedia.com/definiciones/logistica.html>
- [13] José Francisco López (26 de febrero de 2019). *Tipos de logística*. Recuperado de: <https://economipedia.com/definiciones/tipos-de-logistica.html>
- [14] Beetrack (s.f.). *¿Qué es una red logística y qué importancia tiene?* Recuperado de: <https://www.beetrack.com/es/blog/qu%C3%A9-es-una-red-log%C3%ADstica-y-qu%C3%A9-importancia-tiene>

- [15] Zona Logística (12 de diciembre de 2017). *Los cinco procesos de la logística*. Recuperado de: <https://zonalogistica.com/los-cinco-procesos-de-la-logistica/>
- [16] Cristina Conde (13 de enero de 2021). Farnespaña Industrial. *La logística de la vacuna del COVID-19*. Recuperado de: <https://www.farmaindustrial.com/articulos-online/la-logistica-de-la-vacuna-covid-19-AymoC>
- [17] Wikipedia (s.f.). *Metanero*. Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Metanero>
- [18] Wikipedia (s.f.). *Petrolero*. Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Petrolero>
- [19] Wikipedia (s.f.). *Camión cisterna*. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Cami%C3%B3n_cisterna
- [20] Repsol (s.f.). *Index Seguridad camiones cisterna*. Recuperado de: <https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/seguridad/seguridad-transporte/seguridad-camiones-cisterna/index.cshtml>
- [21] Energía y sociedad (s.f.). 3.6. *Distribución de gas natural*. Recuperado de: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-6-distribucion-de-gas-natural/>
- [22] NRGi Broker (3 de octubre de 2017). *El transporte de hidrocarburos por ferrocarril*. Recuperado de: <https://nrgibroker.com/el-transporte-de-hidrocarburos-por-ferrocarril/>
- [23] Wikipedia (s.f.). *Oleoducto*. Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Oleoducto>
- [24] National Geographic, Encyclopedia (s.f.). *Petroleum*. Recuperado de: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/petroleum/>
- [25] Portal del petróleo (17 de abril de 2016). *Trampas Petrolíferas: Condiciones, Tipos y Ocurrencia*. Recuperado de: <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/04/trampas-petroliferas.html>
- [26] U.S. Energy Information Administration, EIA (s.f.). *Natural gas explained*. Recuperado de: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>
- [27] Energía y Sociedad (s.f.). 3.1. *La cadena de valor del gas natural*. Recuperado de: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-la-cadena-de-valor-del-gas-natural/>
- [28] La Razón (19 de diciembre de 2020). *Estos son los cinco países con más reservas de petróleo del mundo*. Recuperado de: <https://www.larazon.es/internacional/20201219/dcp2odkrzfb4hmoor2yusc7skm.html>
- [29] U.S. Energy Information Administration, EIA (s.f.). *Data - World*. Recuperado de: <https://www.eia.gov/international/data/world>
- [30] Anzél Killian (22 de octubre de 2020). IG.com. *Los mayores productores de petróleo a nivel mundial*. Recuperado de: <https://www.ig.com/es/estrategias-de-trading/los-mayores-productores-de-petroleo-a-nivel-mundial-201006#information-banner-dismiss>
- [31] Expansión.com (s.f.). *Petróleo - Arabia Saudí*. Recuperado de: <https://www.expansion.com/especiales/petroleo/arabia.html>



[32] Mining Press (1 de octubre de 2015). *Las 10 reservas de Gas Natural más grandes*. Recuperado de: <http://miningpress.com/club/288642/las-10-reservas-de-gas-natural-mas-grandes>

[33] Revista Energía y Negocios (29 de marzo de 2021). *Conozca los principales productores de gas natural del mundo*. Recuperado de: <https://revistaenergiaynegocios.com/2021/03/29/perfilando-a-los-principales-productores-de-gas-natural-del-mundo/>

[34] Precio Gas (7 de junio de 2021). *¿Para qué se utiliza el gas natural?* Recuperado de: <https://precioigas.com/instalaciones/gas-natural/usos>

[35] Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo, AGGEP (s.f.). *La exploración y producción en España*. Recuperado de: <https://aggep.org/la-exploracion-y-produccion-en-espana>

[36] Esteve Giralt (26 de mayo de 2021). *La Vanguardia*. *Repsol dejará de extraer petróleo en la plataforma Casablanca a mediados de junio*. Recuperado de: <https://www.lavanguardia.com/economia/20210526/7483094/repsol-plataforma-casablanca-delta-ebro-sant-carles.html>

[37] Secretaria de Estado de Energía, Gobierno de España (s.f.). *Exploración y producción de hidrocarburos en España*. Recuperado de: <https://energia.gob.es/petroleo/Exploracion/Paginas/Estadisticas.aspx>

[38] F. Jahn, M. Cook & M. Graham (2018). *Hydrocarbon Exploration and Production, 2nd Edition*. Recuperado de: <http://repository.um-palembang.ac.id/id/eprint/9078/1/Hydrocarbon%20Exploration%20%26%20Production%20%28%20PDFDrive.com%20%29.pdf>

[39] Extractives Hub (s.f.). *Petroleum Licensing and Contracting*. Recuperado de: <https://www.extractiveshub.org/topic/view/id/33/chapterId/141>

[40] Wikipedia (s.f.). *Hydrocarbon Exploration*. Recuperado de: https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrocarbon_exploration

[41] Wikipedia (s.f.). *Geofísica aplicada*. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Geof%C3%ADsica_aplicada

[42] Metgasco (s.f.). *Exploration - What is a seismic survey?* Recuperado de: <https://www.metgasco.com.au/information/seismic-survey>

[43] Wikipedia (s.f.). *Offshore drilling*. Recuperado de: https://en.wikipedia.org/wiki/Offshore_drilling

[44] DrillingForGas.com (s.f.). *Shallow water - Swamp Barge (With Optional Submerged Caissons)*. Recuperado de: <https://drillingforgas.com/technical/drilling/shallow-water/swamp-barge-with-optional-submerged-caissons>

[45] Y. Bai & W. Jin (2016). *Offshore Structures Under Impact Loads – Jacket Platform*. Recuperado de: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/jacket-platform>

[46] Wikipedia (s.f.). *Jackup Rig*. Recuperado de: https://en.wikipedia.org/wiki/Jackup_rig

- [47] Wikipedia (s.f.). *Semi-submersible platform*. Recuperado de:
https://en.wikipedia.org/wiki/Semi-submersible_platform
- [48] Wikipedia (s.f.). *Drillship*. Recuperado de: <https://en.wikipedia.org/wiki/Drillship>
- [49] Petrowiki (s.f.). *Tender assist drilling (TAD) units*. Recuperado de:
[https://petrowiki.spe.org/Tender assist drilling \(TAD\) units](https://petrowiki.spe.org/Tender_assist_drilling_(TAD)_units)
- [50] Wikipedia (s.f.). *Fixed platform*. Recuperado de:
https://en.wikipedia.org/wiki/Fixed_platform
- [51] Wikipedia (s.f.). *Trépano*. Recuperado de:
<https://es.wikipedia.org/wiki/Tr%C3%A9pano>
- [52] Wikipedia (s.f.). *Torre de perforación*. Recuperado de:
[https://es.wikipedia.org/wiki/Torre de perforaci%C3%B3n](https://es.wikipedia.org/wiki/Torre_de_perforaci%C3%B3n)
- [53] Escuela Geotécnica, Ingeniería Geotécnica y Cimentaciones Especiales (31 de octubre de 2018). *Lodos de perforación*. Recuperado de:
<https://escuelageotecnica.com/clase-7-lodos-de-perforacion/>
- [54] Oilfield Glossary, Schlumberger (s.f.). *Lodo de perforación*. Recuperado de:
https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/d/drilling_mud
- [55] Oilfield Glossary, Schlumberger (s.f.). *BOP*. Recuperado de:
<https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/b/bop>
- [56] Oilfield Glossary, Schlumberger (s.f.). *Casing*. Recuperado de:
<https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/c/casing>
- [57] Oilfield Glossary, Schlumberger (s.f.). *Cementing*. Recuperado de:
<https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/c/cementing>
- [58] EDT Offshore (s.f.). *Oil & Gas Shorebase and Support*. Recuperado de:
<https://www.edtoffshore.com/solutions-services/oil-gas-shorebase-and-support>
- [59] Servicio Nacional Aeronaval, República de Panamá - Ministerio de Seguridad Pública (s.f.). *Augusta Westland AW-139*. Recuperado de:
<http://www.aeronaval.gob.pa/?op=gahelicopteros8>
- [60] Juan A. Oliveira (10 de marzo de 2014). *Va de barcos. Buque de suministro a plataformas offshore (PSV) - El Edda Ferd*. Recuperado de:
<https://vadebarcos.net/2014/03/10/buques-suministro-apoyo-plataformas-offshore-psv-osv-edda-ferd/>
- [61] Gondan Shipbuilders (s.f.). *Edda Ferd*. Recuperado de:
http://www.gondan.com/es/portfolio_page/edda-ferd/
- [62] Revista del sector marítimo - Ingeniería Naval (13 de noviembre de 2015). *¿Sabrías distinguir un buque offshore?* Recuperado de: <https://sectormaritimo.es/sabrias-distinguir-un-buque-offshore>
- [63] Wikipedia (s.f.). *Guyana*. Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Guyana>
- [64] Andrew Fawthrop (13 de abril de 2020). *NS Energy. Charting Guyana's whirlwind ascendancy to the brink of oil superstardom*. Recuperado de:
<https://www.nsenergybusiness.com/features/guyana-oil-exploration-exxon/>



- [65] Wikipedia (s.f.). *Petroleum industry in Guyana*. Recuperado de: https://en.wikipedia.org/wiki/Petroleum_industry_in_Guyana
- [66] Andrew Fawthrop (17 de marzo de 2021). NS Energy. *Guyana is poised for a busy year of offshore oil exploration in 2021*. Recuperado de: <https://www.nsenergybusiness.com/news/industry-news/guyana-oil-exploration-2021/>
- [67] NS Energy (s.f.). *Liza Oil Field, Stabroek Block*. Recuperado de: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/liza-oilfield-stabroek-block-guyana/>
- [68] ExxonMobil (s.f.). *Guyana Project overview*. Recuperado de: <https://corporate.exxonmobil.com/locations/guyana/guyana-project-overview#DiscoveriesintheStabroekBlock>
- [69] Ryan Fraser (16 de abril de 2016). University of Guyana - Faculty of technology. *Near-term Future of Oil & Gas Exploration in Guyana*. Recuperado de: <https://www.slideshare.net/ryry2500/oil-prospects-20152020-71609074>
- [70] Guyana Shore Base Inc., GYSBI (s.f.). *Shore Base Services*. Recuperado de: <https://www.gysbi.com/shore-base-services>
- [71] Wikipedia (s.f.). *Eugene F. Correia International Airport*. Recuperado de: https://en.wikipedia.org/wiki/Eugene_F._Correia_International_Airport
- [72] Wikipedia (s.f.). *Georgetown Public Hospital*. Recuperado de: https://en.wikipedia.org/wiki/Georgetown_Public_Hospital
- [73] BID Invest (s.f.). *Guyana Shore Base Inc. - Phase 2 Development Project*. Recuperado de: <https://www.idbinvest.org/es/projects/guyana-shore-base-inc-phase-2-development-project>
- [74] Mauric (s.f.). *Fast Supply Vessel 530*. Recuperado de: <https://www.mauric.ecagroup.com/fast-supply-vessel-530>
- [75] Stena Drilling (s.f.). *Our fleet - Stena Carron*. Recuperado de: <https://www.stena-drilling.com/our-fleet/stena-carron/>
- [76] Tecon Srl (s.f.). *Main Projects - Stena Drillmax and Stena Carron*. Recuperado de: <http://teconsrl.it/layout/set/print/Projects/Main-Projects/Stena-Drillmax-and-Stena-Carron>
- [77] Wikipedia (s.f.). *Sikorsky S-92*. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Sikorsky_S-92
- [78] Nick Lioudis (11 de febrero de 2020). Investopedia. *How Do Average Costs Compare Among Various Oil Drilling Rigs*. Recuperado de: <https://www.investopedia.com/ask/answers/061115/how-do-average-costs-compare-different-types-oil-drilling-rigs.asp>
- [79] M. Enamul Hossain (12 de junio de 2015). King Fahd University of Petroleum & Minerals, Saudi Arabia. *Drilling Costs Estimation for Hydrocarbon Wells*. Recuperado de: <https://www.degruyter.com/document/doi/10.7569/jsee.2014.629520/pdf>
- [80] Oilfield Glossary, Schlumberger (s.f.). *AFE (Autorización para gastos)*. Recuperado de: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/afe.aspx>

- [81] I. Skoko, M. Jurcević & D. Božić (12 de marzo de 2013). *Logistics aspects of offshore support vessels on the west Africa market*. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/271260863_Logistics_Aspect_of_Offshore_Support_Vessels_on_the_West_Africa_Market
- [82] Fly Flapper (s.f.). *How much does it cost to charter a helicopter?* Recuperado de: <https://www.flyflapper.com/stories/how-much-does-it-cost-to-charter-a-helicopter/>
- [83] Everstox (s.f.). *Logistics Costs: The 5 Main Cost Drivers*. Recuperado de: <https://everstox.com/resources/insights/logistics-costs/>
- [84] Mark J. Kaiser (3 de enero de 2021). *A Review of Exploration, Development, and Production Cost Offshore Newfoundland*. Recuperado de: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11053-020-09784-3>